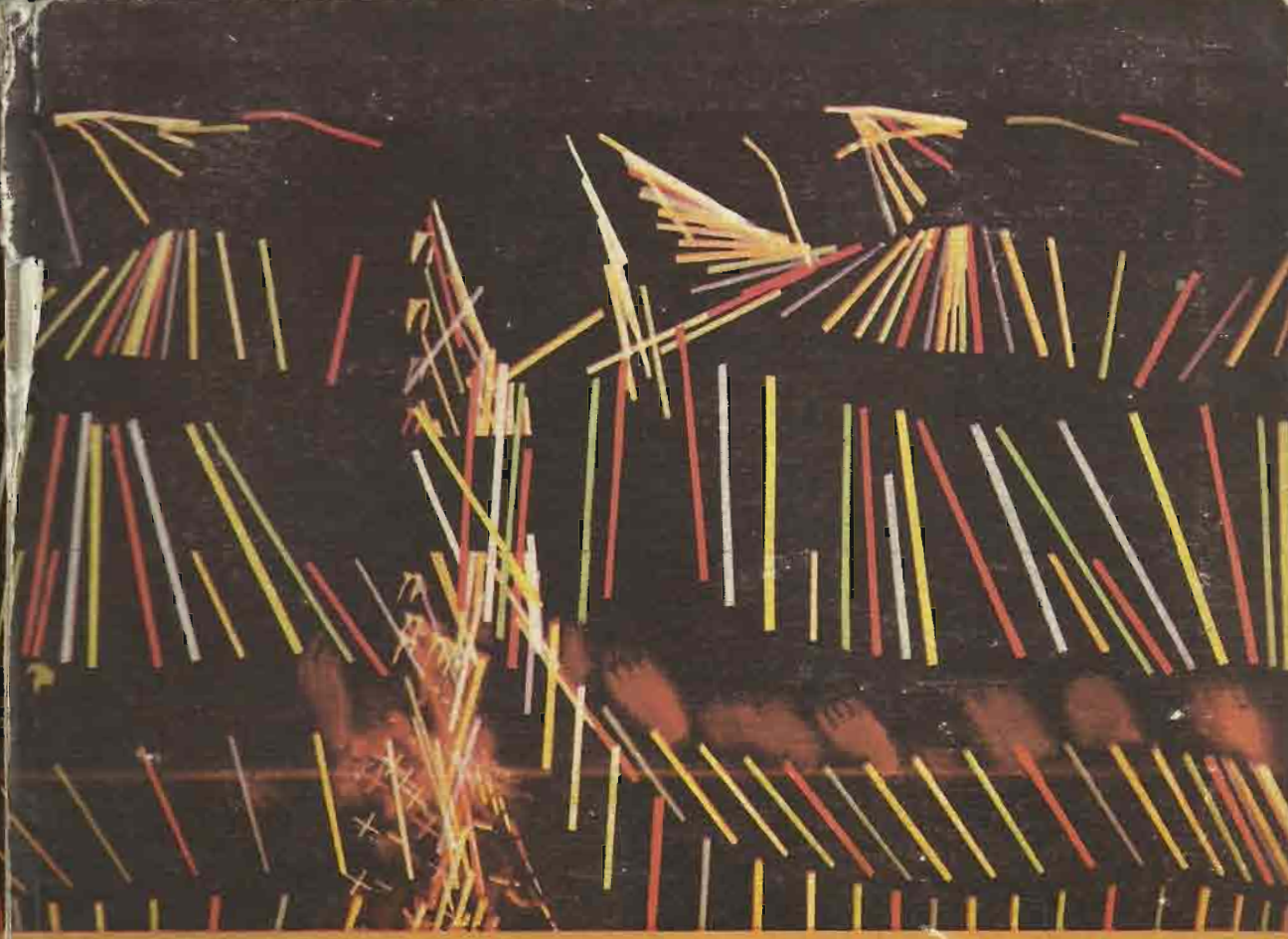

SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE A INSTALAȚIILOR ENERGETICE

I. MIHEȚ • H. FURTUNESCU

3.7. Instalații de protecție pentru generatoarele electrice

Tipuri de protecții pentru generatoarele electrice. După cum s-a mai arătat, ținînd seama de importanța pe care o reprezintă generatoarele electrice, acestea se prevăd cu protecții care au misiunea de a le scoate rapid din funcțiune, pentru a se preveni extinderea eventualelor defecte.

În funcție de natura defectului sau de regimul anormal împotriva căruia trebuie să acționeze, sistemele de protecție prin relee ale generatorului sincron îndeplinesc una sau mai multe din următoarele funcțiuni:

— comandă declanșarea întreruptoarelor;
— comandă acționarea automatului de dezexcitare rapidă (ADR);
— semnalizează regimurile anormale de funcționare.

Concomitent cu transmiterea comenzii de declanșare a întreruptorului generatorului, protecția prin relee comandă și acționarea automatului de dezexcitare rapidă, care întrerupe circuitul rotoric al mașinii sincrone generatoare, comutîndu-l pe o rezistență de stingere a cîmpului R_1 (fig.

3.65) de 4—5 ori mai mare decît rezistența bobinajului rotoric. Totodată, în circuitul de excitație al excitatoarei se introduce o rezistență suplimentară R_2, de circa 10 ori mai mare decît rezistența bobinajului de excitație, pentru limitarea curentului de excitație și evitarea producerii de supratensiuni la bornele excitatoarei.

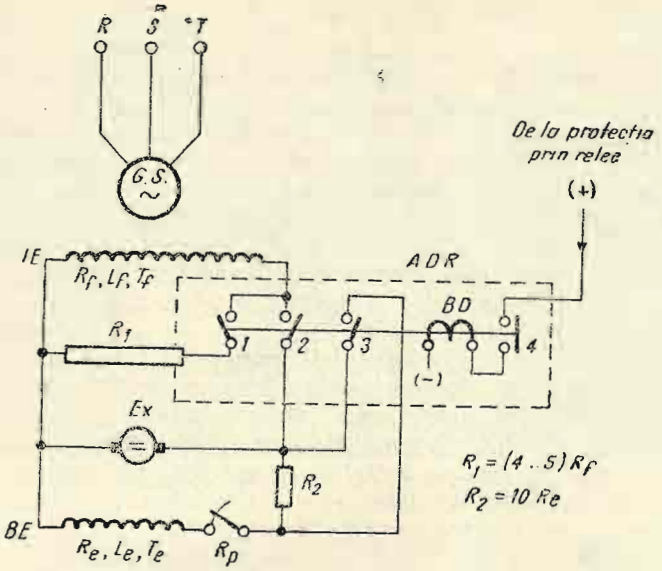

Fig. 3.65. Schema principială a automatului de dezexcitare rapidă — ADR.

Dacă protecția prin relee ar comanda numai declanșarea întreruptorului generatorului, la defecte interne acesta ar continua să se rotească, alimentînd în continuare arcul electric al defectului, agravînd efectele scurtcircuitului; în cazul scurtcircuitelor exterioare, generatorul, rămas în gol, trece la o funcționare periculoasă, cu turație ridicată și tensiune la borne mare.

Generatoarele electrice, diferențiate în funcție de puterea instalată, se prevăd cu următoarele tipuri de protecții:

— protecția maximală de curent împotriva supraintensităților provocate de scurtcircuitele exterioare;

— protecția maximală de curent împotriva supraintensităților cauzate de suprasarcini (simetrice și nesimetrice);

— protecția diferențială longitudinală împotriva scurtcircuitelor polifazate în stator;

— secționarea de curent împotriva scurtcircuitelor polifazate în stator;

— protecția diferențială transversală împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze;

— protecția de secvență homopolară împotriva punerilor la pămînt în stator;

— protecția rotorului (circuitului de excitație) împotriva simplei și dublei puneri la pămînt;

— protecția împotriva reducerii (sau pierderii) accidentale a curentului de excitație;

— protecția împotriva creșterilor de tensiune;
— protecția împotriva funcționării în regim de motor.

Dintre acestea, în cele ce urmează, se vor expune numai protecțiile cele mai importante, care asigură, în situații de avarii, securitatea generatoarelor, atît pentru defectele interne, cît și pentru cele din sistemul energetic, arătîndu-se importanța menținerii permanente a lor în funcțiune.

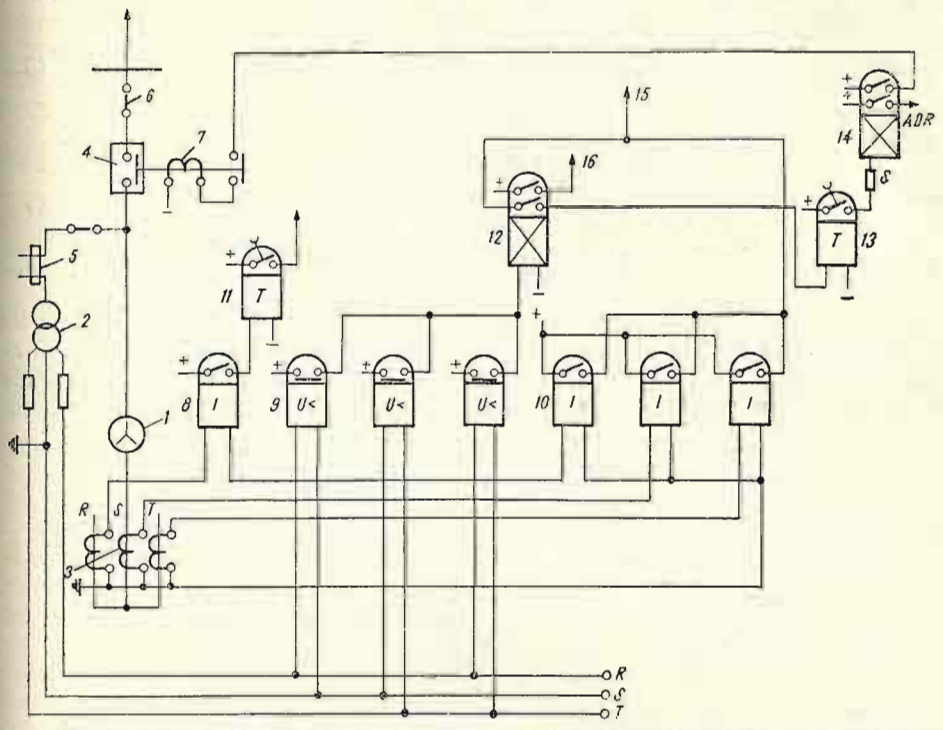

Fig. 3.66. Schema de principiu a protecției maximale de curent a generatoarelor cu puteri pînă la 50 MW:

1 — generatorul electric (GS); *2* — transformatorul de tensiune (T.T.); *3* — transformatorul de curent (TC); *4* — întreruptor (I); *5* — siguranță fuzibilă (SF); *6* — separator de bare (S); *7* — bobină de declanșare (BD); *8* — releu de curent din circuitul de semnalizare; *9* — relee minimale de tensiune; *10* — relee maximale de curent; *11* — releu de timp din circuitul de semnalizare; *12* — releu intermediar; *13* — releu de timp; *14* — releu intermediar; *15* — blocarea protecției împotriva punerilor la pămînt; *16* — semnal ardere siguranțe TT.

Protecția maximală de curent. Protecția maximală de curent a generatoarelor sincrone se realizează, diferențiat, pentru generatoarele cu puteri de pînă la 50 MW și peste această limită de putere.

Pentru generatoarele cu puteri pînă la 50 MW se realizează protecții maximale de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor; selectivitatea protecției se asigură prin temporizarea acesteia (este cunoscut că un generator poate suporta timp de 1 min un curent de suprasarcină de pînă la 2,5 ori curentul nominal al generatorului). În fig. 3.66 se prezintă schema de principiu a unei astfel de protecții. Releele maximale de curent 10 sînt alimentate de la transformatoarele de curent instalate spre neutrul generatorului protejat, pentru a constitui o rezervă împotriva defectelor interne în stator la funcționarea generatorului izolat de sistemul energetic. Releele minimale de tensiune *9*, împreună cu releul intermediar *12*, constituie *blocajul de tensiune minimă*, care împiedică

declanșarea întreruptorului la suprasarcini de peste 40% din sarcina nominală, ca urmare a excitării releelor de curent *10*, deosebind astfel scurtcircuitele exterioare de suprasarcină (în cazul suprasarcinilor tensiunea se reduce mult mai puțin decît la scurtcircuite exterioare elementului protejat). Prin contactul superior al releului intermediar *12* se semnalizează arderea siguranțelor la transformatorul de tensiune; în astfel de situații releele *9* nu se excită și astfel protecția nu funcționează.

Pentru stabilirea reglajului protecției se adoptă:

$$I_{pp10}=(1{,}3\ldots 1{,}4)I_{ng}; \tag{3.26}$$

$$I_{pp8}=1{,}2\,I_{ng}; \tag{3.27}$$

$$t_{a13}=t_{a\,max}+t; \tag{3.28}$$

$$t_{a11}=t_{a13}+t; \tag{3.29}$$

$$U_{pp9}=\frac{U_{min\,expl}}{K_{sig}\,K_{rev}}=\frac{0{,}95\,U_{ng}}{K_{sig}\,K_{rev}}; \tag{3.30}$$

unde: I_{pp10} este curentul de pornire al protecției maximale de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare (releele *10* din figura 3.66); I_{ng} — curentul nominal al generatorului; I_{pp8} — curentul de pornire împotriva suprasarcinilor care determină semnalizarea; t_{a13} — timpul de acționare

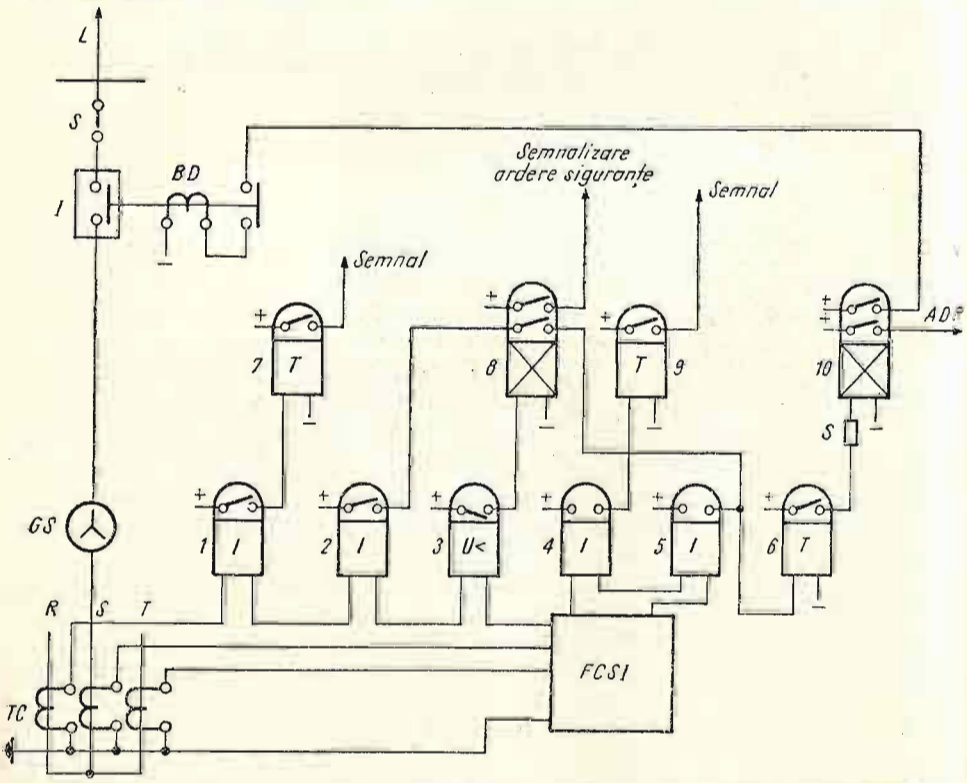

Fig. 3.67. Schema de principiu a protecției maximale de curent a generatoarelor sincrone, cu puterea de peste 50 MW:

1, 2, 4, 5 — relee maximale de curent; *3* — releu minimal de tensiune; *6, 7, 9* — relee de timp; *8, 10* — relee intermediare.

al releului *13*; $t_{a\,max}$ — cea mai mare dintre temporizările protecțiilor maximale de curent ale elementelor racordate la bornele generatorului protejat; t — 0,5 ... 0,6 s; t_{a11} — timpul de acționare al releului *11*; U_{pp9} — valoarea tensiunii pentru releele de tensiune minimă; K_{sig} — coeficient de siguranță (1,1 ... 1,5); K_{rev} — coeficient de revenire (1,15); U_{ng} — tensiunea nominală a generatorului.

Pentru generatoarele sincrone cu puteri de peste 50 MW se prevăd protecții maximale de curent cu blocaj de tensiune minimă, cu sensibilitate sporită, în special în raport cu defectele nesimetrice, cele mai frecvente în sistemele energetice. Se evită astfel posibilitatea neacționării releelor de curent parcurse de un curent inferior valorii de pornire anterior calculată, ca urmare a unor defecte exterioare după reactanțe concentrate mari (transformator, linie, bobină de reactanță).

În scopul detectării componente de secvență inversă a curentului care apare în cazul unui scurtcircuit nesimetric, s-au realizat protecții împotriva supraintensităților provocate de scurtcircuite exterioare, cu filtre de componente de secvență inversă (FCSI) (fig. 3.67). Filtrul de curent de secvență inversă alimentează releele de curent *4* și *5*.

Releul maximal de curent *4* este mai sensibil, care acționează, prin releul de timp *9*, la semnalizare. Releul *5* este un releu de curent mai puțin sensibil; el comandă declanșarea prin intermediul releului de timp *6*. Se are în vedere faptul că generatoarele sincrone pot funcționa timp îndelungat cu curenți de secvență inversă, cu condiția ca aceștia să nu depășească (4 ... 8%) I_{ng} în cazul turbogeneratoarelor, respectiv (10 ... 20%) I_{ng} în cazul hidrogeneratoarelor.

Protecția generatoarelor sincrone împotriva scurtcircuitelor polifazate în stator. Scurtcircuitele polifazate în stator sînt defecte cu consecințe grave, care într-un timp relativ foarte scurt pot cauza deteriorarea mașinii sincrone. De aceea ele trebuie lichidate selectiv și cu rapiditate maximă; pentru aceasta protecția maximală de curent temporizată nu poate asigura protecția generatorului. Pentru asigurarea protecției generatorului, pentru asemenea defecte se prevede o protecție diferențială longitudinală. Zona protejată este cuprinsă între neutrul generatorului și întreruptorul

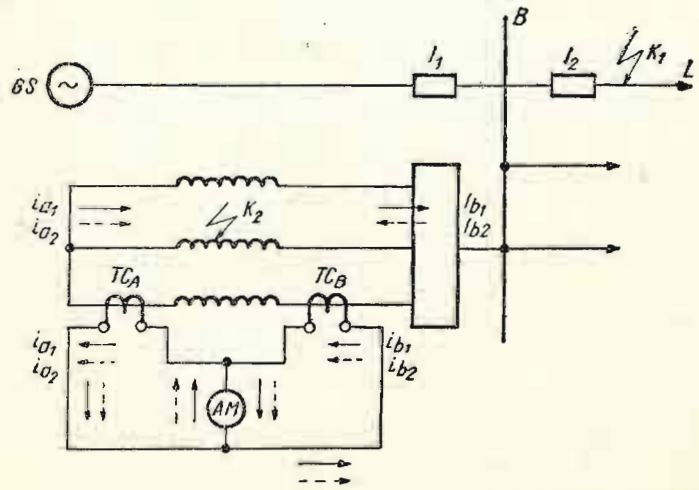

Fig. 3.68. Zona protejată de protecția diferențială longitudinală a generatoarelor sincrone.

său, incluzînd astfel și conductoarele de legătură cu bornele generatorului (fig. 3.68).

Bobina releului de curent al protecției diferențiale longitudinale se conectează în derivație în circuitul diferențial. În figură, în locul bobinei releului s-a reprezentat un aparat de măsură *AM*.

În cazul unui defect exterior, în punctul K_1, curenții primari în bobinajele transformatoarelor de curent TC_A și TC_B, sînt egali ($I_{a1}=I_{b1}$), astfel că diferența lor fazorială va fi nulă:

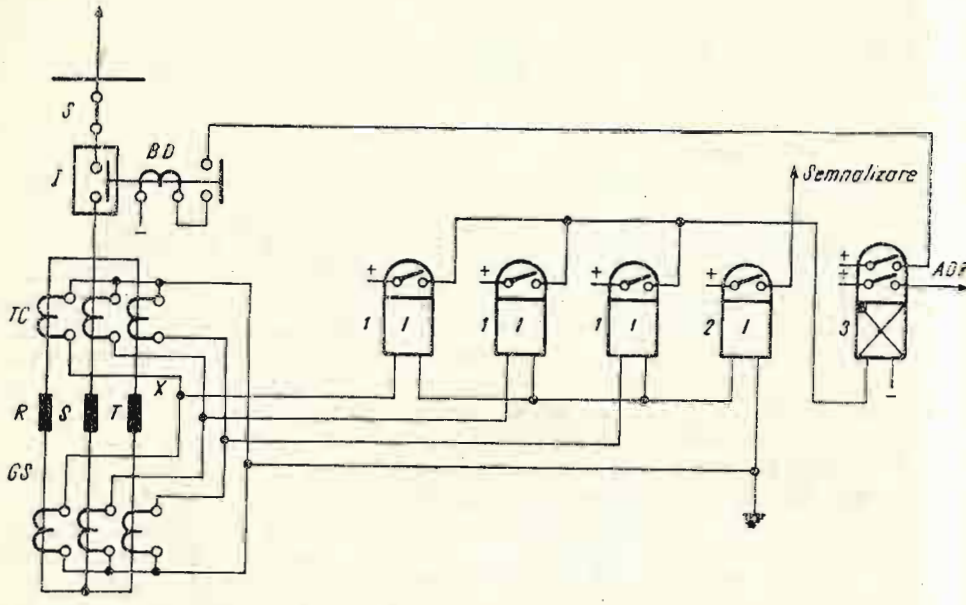

Fig. 3.69. Schema principială desfășurată a protecției diferențiale longitudinale împotriva scurtcircuitelor polifazate, în statorul unui turbogenerator cu puterea sub 50 MW:

1, 2 — relee de curent; *3* — releu intermediar.

$I=I_{a1}-I_{b1}=0$. Prin *AM* circulă diferența curenților secundari, deci $i=i_{a1}-i_{b1}=0$ și releul nu va acționa.

În cazul unui defect interior (punctul K_2) într-un punct al bobinajului statoric, se schimbă sensul de circulație al curenților, astfel că $i=i_r=i_{a1}+i_{b1}$ (în figură sînt reprezentate cu o linie întreruptă valorile curenților în cazul unui defect interior).

În fig. 3.69 este prezentată schema protecției diferențiale longitudinale împotriva scurtcircuitelor polifazate în statorul turbogeneratoarelor de puteri sub 50 MW. Releul *2* semnalizează eventualele întreruperi în circuitul diferențial (de exemplu în punctul *X*).

Este important de remarcat faptul că nefuncționarea acestei protecții conduce la eliminarea, relativ tîrziu, prin alte protecții, cu anumite temporizări, a defectului și deci la deteriorarea generatorului sincron. Măsurile de supraveghere și verificare profilactică a funcționării acestei protecții sînt foarte importante.

Protecția generatoarelor sincrone împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze. Cînd are loc un scurtcircuit între spirele aceleiași faze

protecția diferențială longitudinală nu este sensibilă, curenții de la capetele zonei protejate fiind egali. De aceea, generatoarele sincrone cu două căi de curent pe fază (fig. 3.70), se protejează printr-o instalație de protecție diferențială transversală.

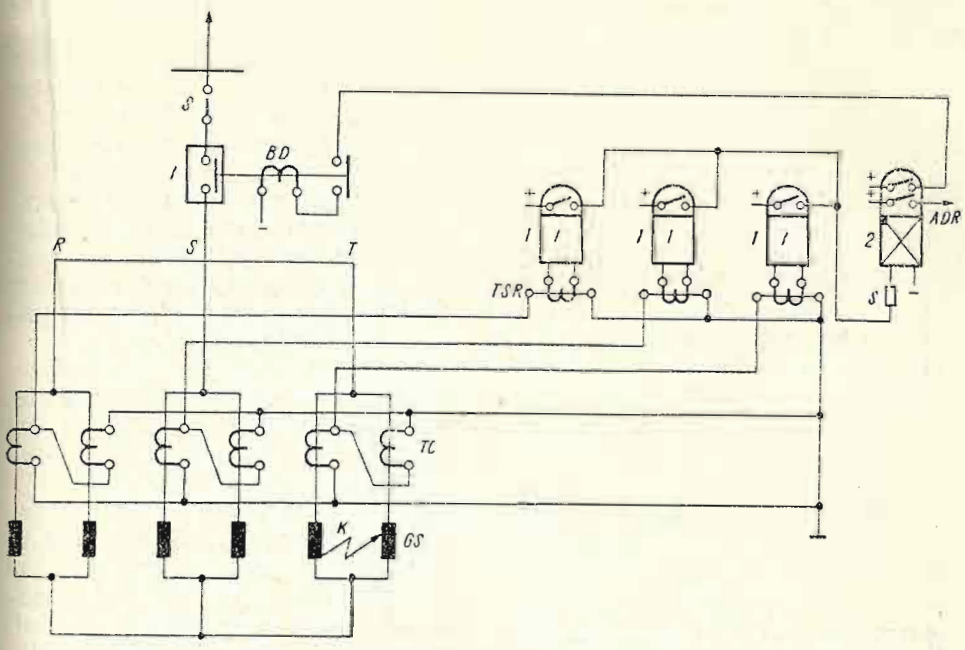

Fig. 3.70. Schema principială desfășurată a protecției diferențiale transversale, cu transformatoare de curent pe toate înfășurările:
1 — releu de curent; *2* — releu intermediar.

În funcționarea normală sau în cazul defectelor exterioare curenții primari în cele două bobinaje de pe faza T sînt egali; în cazul defectului în punctul K de pe faza T rezultanta curenților nu mai este zero și deci va acționa releul protecției diferențiale transversale.

Protecția împotriva dublei puneri la pămînt în rotor. După cum s-a mai arătat, generatoarele electrice pot să funcționeze un anumit timp cu o singură punere la pămînt în înfășurarea de excitație. Cînd apare însă o a doua punere la pămînt generatorul trebuie să fie scos din funcțiune. Protecția împotriva dublei puneri la pămînt în rotorul generatorului se realizează pe principiul punții Wheatstone; una și aceeași instalație de protecție se prevede pentru un ansamblu format din 1—5 generatoare; ea este conectată de personalul de exploatare la grupul la care a apărut prima punere la pămînt. Prin închiderea întreruptorului cu pîrghie (I_p) se realizează conectarea potențiometrului P (R'_p, R''_p) în paralel cu bobinajul de excitație (fig. 3.71). Cele patru brațe ale punții sînt: R'_{ex}, R''_{ex}, R'_p, R''_p determinate de punctul primei puneri la pămînt (K_1), respectiv de poziția cursorului potențiometrului (punctul M). Excitatoarea Ex alimentează puntea de curent continuu. Echilibrarea punții se face deplasînd cursorul potențiometrului pînă cînd milivoltmetrul mV indică valoarea zero; în acest moment se realizează egalitatea $R'_{ex}R''_p = R''_{ex}R'_p$. Cînd are loc cea de

a doua punere la pămînt a circuitului rotoric se modifică valoarea lui R'_{ex}, puntea se dezechilibrează și releul RC va comanda declanșarea întreruptorului, cu o temporizare cuprinsă între 1 și 1,5 secunde, dată de releul de timp T.

Protecții prin relee a blocurilor generator-transformator (autotransformator). Ca și generatoarele electrice, blocurile generator-transformator constituie echipamente deosebite pentru funcționarea sistemelor energetice, motiv pentru care asigurarea siguranței lor în funcționare are o importanță deosebită.

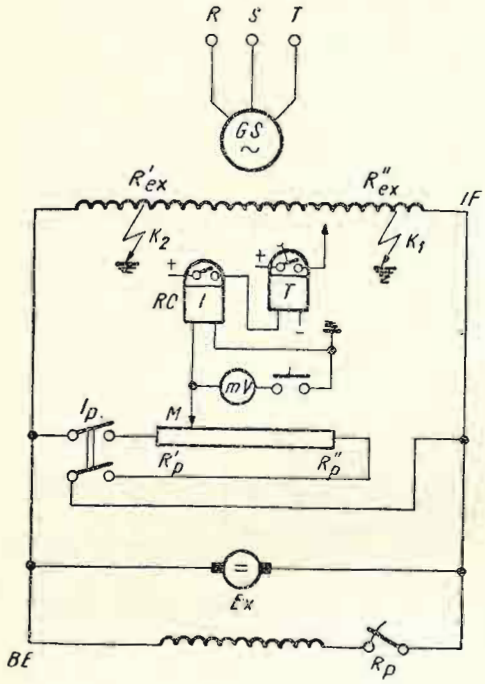

Fig. 3.71. Schema de principiu a protecției împotriva dublei puneri la pămînt în rotorul generatorului.

În principiu blocurile generator-transformator G—T se echipează cu aceleași tipuri de protecții ca și generatoarele cuplate direct la bare sau autotransformatoarele racordate la bare.

Datorită cuplajului magnetic generator-rețea de înaltă tensiune, apar însă anumite particularități ale protecției blocului G—T. Dintre acestea se menționează:

— Cu privire la protecția diferențială longitudinală, cînd există întreruptor între generator și transformator (pentru funcționarea separată a transformatorului, alimentînd din rețea serviciile proprii, sau pentru funcționarea la două tensiuni diferite) este necesară cîte o protecție diferențială separată pentru generator, respectiv pentru transformator (autotransformator) (fig. 3.72). Se remarcă întrepătrunderea zonelor celor două protecții diferențiale, astfel încît să nu rămînă în afara zonei protejate nici o porțiune a legăturilor G—T. În cazul blocurilor G—T, fără întreruptor între generator și transformator, se instalează o protecție diferențială longitudinală comună pe bloc.

— Pentru generatoare de puteri relativ mari (peste 50 MW), în scopul asigurării unei fiabilități mărite, se instalează o protecție diferențială longitudinală proprie a generatorului (fig. 3.73). Odată cu adoptarea în centralele de mare putere a funcționării, atît pe partea electrică cît și pe cea mecanică, în sistem bloc, *cazan-turbină-generator-transformator*, inclusiv serviciile proprii, se ajunge la întrepătrunderea și intercondiționarea funcționării protecțiilor elementelor din cuprinsul aceluiași bloc. Sistemele de protecție ale blocurilor *cazan-turbină-generator* sînt complexe și îndeplinesc funcțiuni logice complicate: sesizarea defectelor și a regimurilor anormale, elaborarea deciziilor privind deconectarea de la sistem, ierarhizarea comenzilor de declanșare (numai generatorul, sau numai blocul G—T, sau oprirea generală a tuturor elementelor care compun blocul, inclusiv cazanul etc.), ținînd seama de intercondiționările și restricțiile tehnice de

funcționare (valori limită admisibile, viteze de variație impuse parametrilor controlați etc.).

În aceste condiții, protecția diferențială a generatorului transmite, concomitent cu comanda pentru declanșarea întreruptorului blocului, comanda pentru oprirea turbinei, urmată de întreruperea alimentării

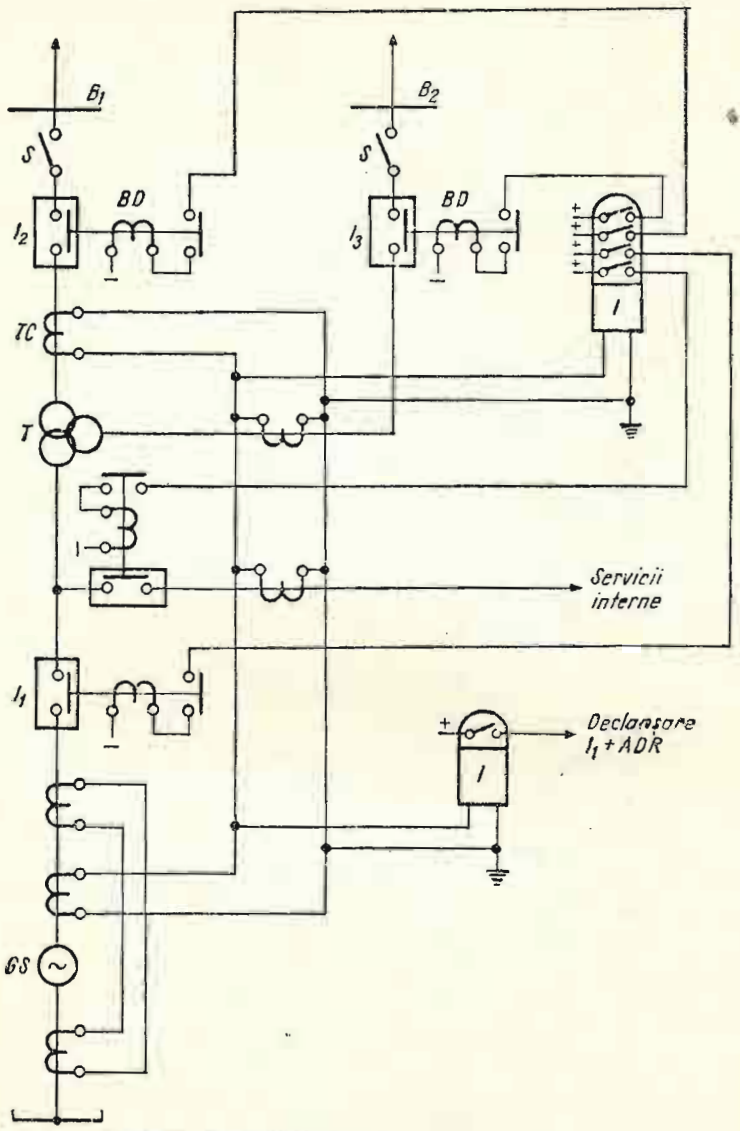

Fig. 3.72. Schema de principiu a protecției diferențiale longitudinale a blocului generator-transformator, cu întreruptor între G—T.

cu combustibil a cazanului. Protecția turbinei împotriva creșterii turației comandă, totodată, declanșarea întreruptorului de bloc.

Protecția generatorului împotriva trecerii accidentale în regim de motor (protecția de putere inversă) comandă temporizat (2 . . . 5 s) declan-

șarea, condiționat de funcționarea protecției tehnologice sau de închiderea ventilului de închidere rapidă *(VIR)* al admisiei aburului în turbină.

În cazul unor defecțiuni în circuitele de comandă ale *VIR* (clapete) această protecție comandă temporizat, cu cea de a doua treaptă (10 ... 20 s), declanșarea necondiționată a blocului.

În figura 3.74 se prezintă schema pentru coordonarea protecțiilor electrice și termomecanice în cazul unui grup *turbină-generator*. Se poate con-

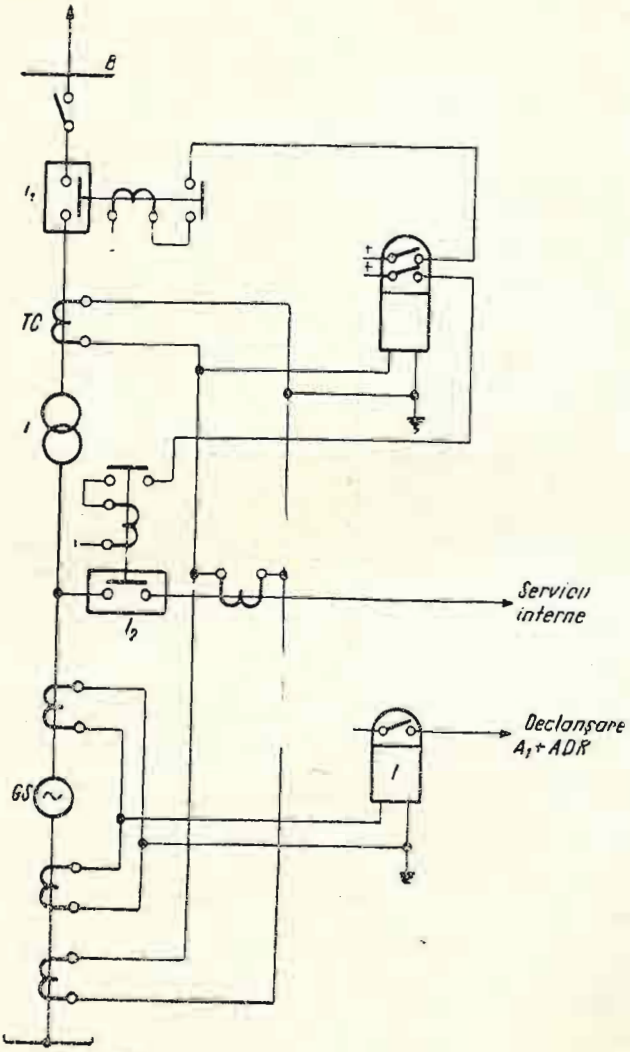

Fig. 3.73. Schema de principiu a protecției diferențiale longitudinale a blocului generator-transformator, cu puterea peste 100 MW.

stata cum grupul turbină-generator poate fi scos din funcțiune rapid în cazul unui defect grav, temporizat cînd situația o permite și prin buton de avarie, voit, măsură ce este luată de personalul de exploatare.

În fig. 3.75 se prezintă schema sistemelor de protecție ale unui bloc generator-transformator de 120/150 MW, cu indicarea tipurilor de pro-

tecții prin relee pentru fiecare din elementele blocului; se observă intercondiționarea funcționării protecțiilor de pe partea electrică cu cele de pe partea mecanică.

Protecțiile realizate prin mijloace de calcul numeric pot funcționa atît pe baza transpunerii principiilor de acționare ale protecțiilor cu echipamente clasice, cît și pe baza unor principii specifice de acționare.

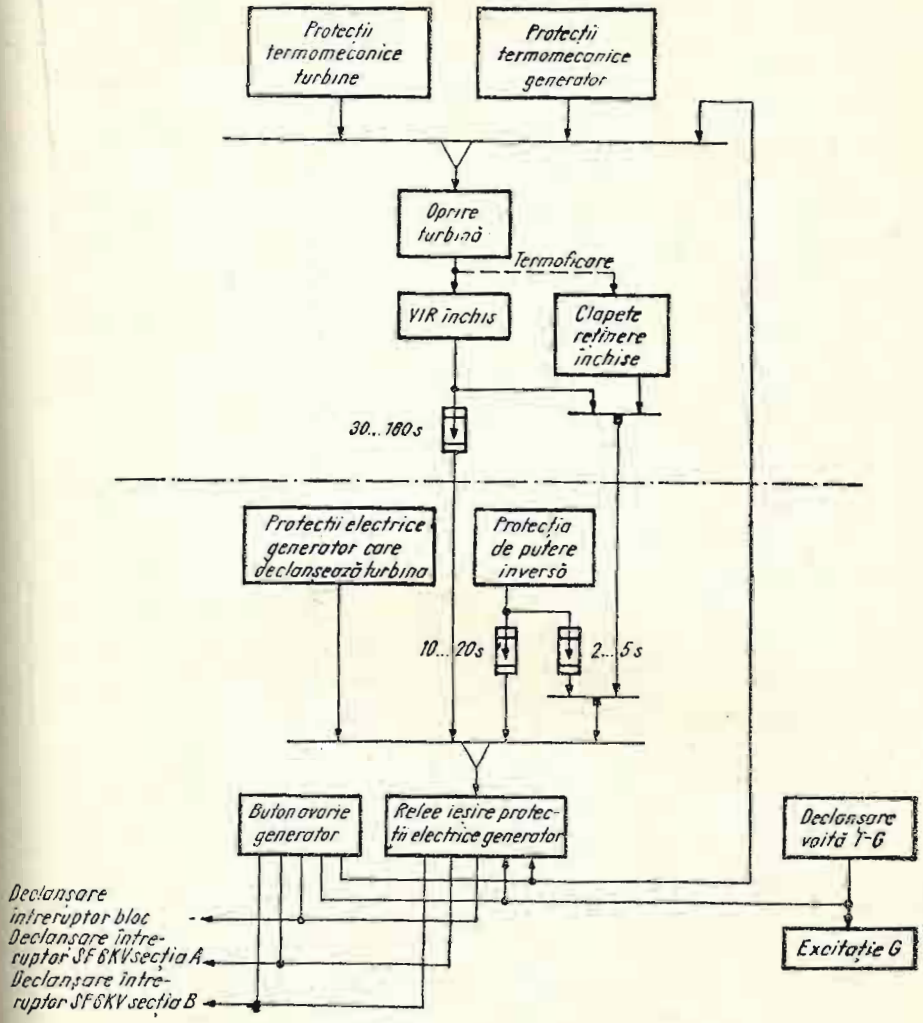

Fig. 3.74. Schemă pentru coordonarea protecției electrice și termomecanice în cazul unui grup turbină-generator.

În ultimul timp au fost realizate protecții diferențiale cu calculatoare numerice, pentru protecția generatoarelor și transformatoarelor de putere. Detectarea defectului se realizează cu ajutorul unei subrutine, care determină apariția unui scurtcircuit în generator, pe baza comparării curenților dinspre borne și dinspre neutrul generatorului protejat. Selectarea fazei defecte se face cu ajutorul unei alte subrutine, iar comanda de

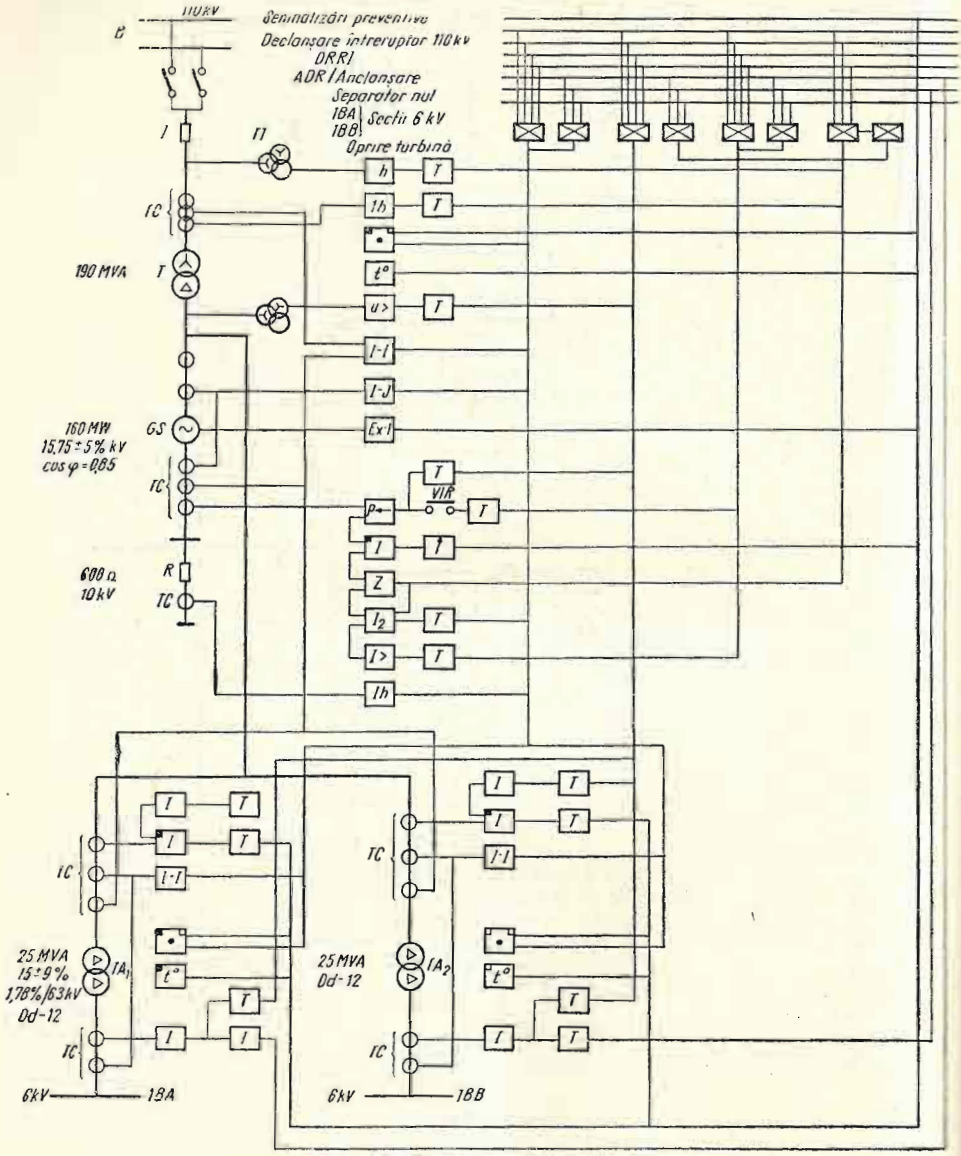

Fig. 3.75. Schema sistemelor de protecție ale unui bloc generator-transformator de 120/150 MW.

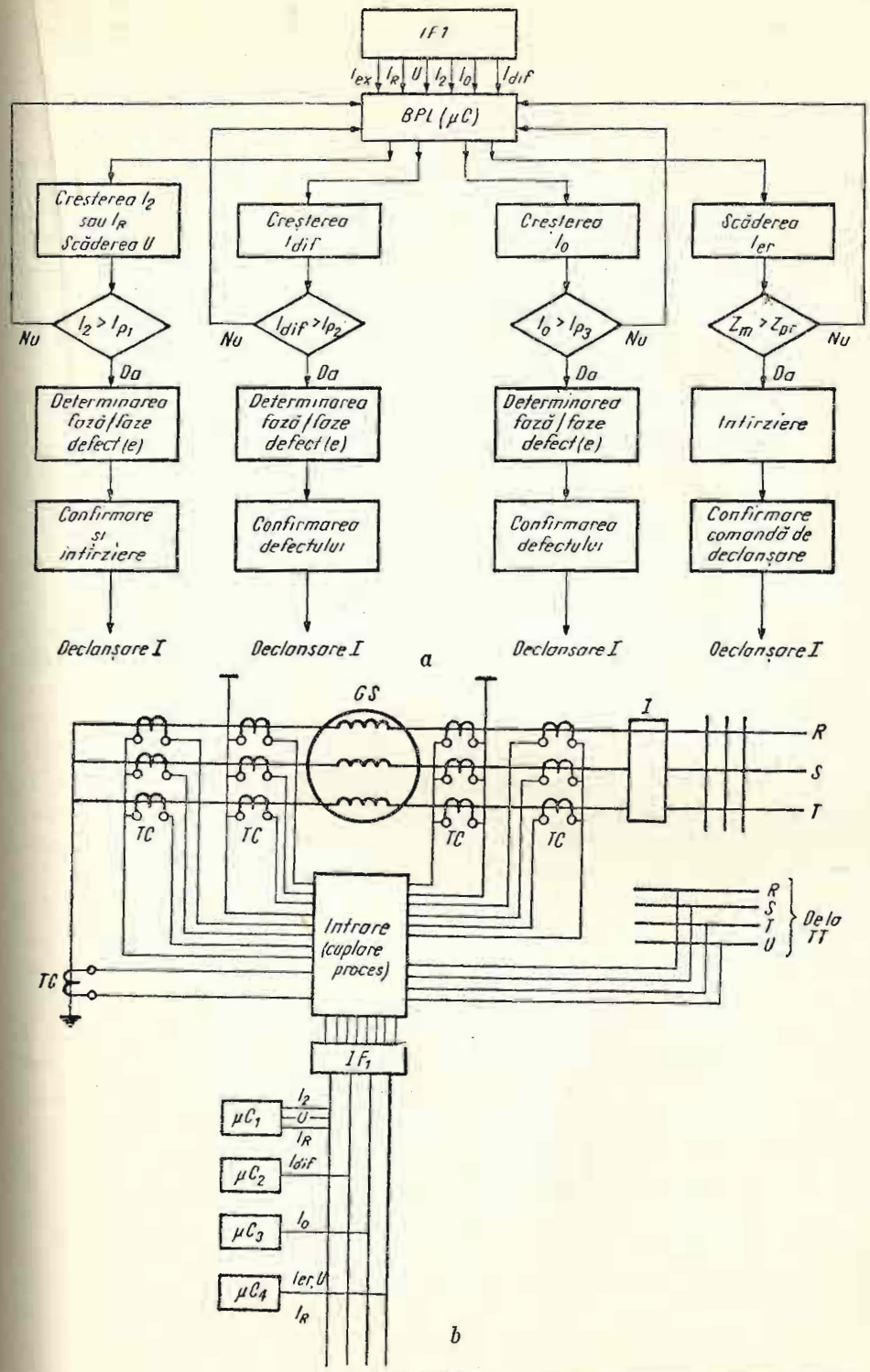

Fig. 3.76. Schema de principiu pentru protecția completă a unui generator sincron de mare putere, prin intermediul microcalculatoarelor:
a — schema de principiu; *b* — organizarea protecțiilor.

declanșare a întreruptorului se transmite numai după verificarea persistenței defectului și confirmarea lui.

În fig. 3.76, *a*, *b* se prezintă o schemă de principiu propusă pentru protecția completă a unui generator sincron de mare putere, prin intermediul microcalculatoarelor (μC_1, μC_2, μC_3 și μC_4).

Protecția maximală de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare este realizată prin controlul valorilor curenților de secvență inversă I_2 și a unui curent de fază I_R (fig. 3.76 *a*). Protecția de bază (diferențială longitudinală) împotriva defectelor interne este realizată prin controlul diferenței curenților (I_{dif}), iar protecția împotriva punerilor la pământ monofazate, prin controlul valorilor curentului de secvență homopolară I_0. Ultimul microcalculator (μC_4) servește pentru realizarea protecției împotriva pierderii excitației (I_{ex}, U, I_R — fig. 3.76, *a*) și se bazează pe calculul impedanței văzută de la bornele generatorului sincron protejat.

În fig. 3.76, *b* se prezintă organigrama sistemelor de protecție. Valorile I_{p1}, I_{p2}, și I_{pr} sînt valori de pornire ale protecțiilor corespunzătoare cu echipamente clasice. Interfața IF-1 este cuplată cu blocul de prelucrare logică a μC—*BPL*.

5.5.2. Probe și verificări efectuate la echipamentele și instalațiile din stațiile electrice

5.5.2.1. Principalele probe și încercări ale izolației electrice

Pentru izolația electrică a echipamentelor și instalațiilor din stațiile electrice sînt stabilite probe și încercări profilactice, atît prin recomandări internaționale, cît și prin diferite acte cu caracter normativ la nivel național. În afara acestora, care sînt obligatorii, atît unitățile furnizoare cît și beneficiarii mai execută o serie de probe și încercări pentru a testa calitatea produselor care intră în instalațiile electrice. Este important de remarcat că de modul de efectuare a acestor probe depinde comportarea în exploatare a echipamentelor și instalațiilor. Au existat situații numeroase în care, din cauza tratării cu superficialitate a acestor verificări, în instalații s-au montat echipamente care au cauzat multe avarii, care au condus atît la implicații în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor cît și la investiții importante suplimentare.

Probele și încercările profilactice ale echipamentelor și instalațiilor electrice care au intrat în producția de serie au următoarele etape:

— probele de serie și de lot, care se execută de unitatea furnizoare cu participarea beneficiarului;

— probele echipamentului și instalațiilor care se execută în faza de montaj, pe subansamble;

— probele din perioada de punere în funcțiune și de exploatare de probă, care se execută asupra întregului complex de instalații, cu scopul de a verifica funcționarea instalațiilor;

— probele din perioada de exploatare care se referă la verificarea parametrilor proiectați, precum și la perioada de exploatare continuă, în

care se cuprind perioadele de revizii și reparare ale instalațiilor. Probele și încercările caracteristice instalațiilor electrice se referă la izolația electrică.

5.5.2.2. Măsurarea rezistenței de izolație și a coeficientului de absorbție

Încercările echipamentelor și instalațiilor electrice cu tensiune continuă se caracterizează prin valoarea tensiunii aplicate și durata de aplicare.

Influența valorii tensiunii continue aplicate se arată în fig. 5.22. Valoarea *rezistenței de izolație*, R_{iz}, crește odată cu creșterea tensiunii aplicate, U, pînă la valoarea critică a tensiunii, U_{cr}, după care scade, pentru ca la tensiunea de străpungere, U_{str}, să scadă brusc la zero.

Măsurarea rezistenței de izolație se efectuează cu ajutorul megohmmetrului care poate fi de 500, 1 000, 2 000, și 5 000 V.

Valoarea rezistenței de izolație este influențată și de durata aplicării tensiunii, din cauza fenomenului de polarizare și încălzire a dielectricului. De regulă se iau în considerație valorile rezistenței de izolație timp de 60 s și 15 s de la aplicarea tensiunii. Raportul acestor valori este *coeficientul de absorbție*, care trebuie să fie mai mare decît o anumită valoare rezultată din experiența de exploatare.

Valoarea rezistenței de izolație este influențată, de asemenea, de temperatura dielectricului, fiind invers proporțională cu aceasta.

Valorile rezistenței de izolație și ale coeficientului de absorbție depind de tipul aparatului și sînt date în diferite normative.

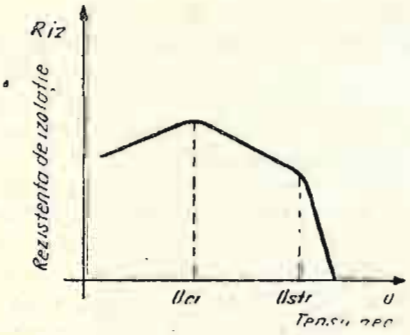

Fig. 5.22. Variația rezistenței de izolație, R_{iz}, în funcție de valoarea tensiunii continue aplicate, U.

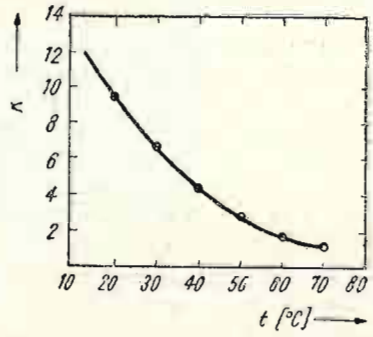

Fig. 5.23. Coeficientul K în funcție de temperatură la care se execută măsurarea rezistenței de izolație.

La verificările efectuate cu megohmmetrul se urmărește îndeplinirea a două condiții:

— rezistența de izolație să nu fie mai mică decît o anumită valoare;
— coeficientul de absorbție să fie mai mare sau cel puțin 1,3.

Rezistența de izolație după 60 s în funcție de tensiunea nominală a mașinii și puterea acesteia, trebuie să respecte relațiile:

— pentru mașini cu $U_n < 1\,000$ V

$$R_{iz}\,(75°C) > 1\,M\Omega; \qquad (5.1)$$

— pentru mașini cu $U_n > 1\,000$ V

$$R_{iz}\,(75°C) > \frac{U_n}{1000 + \frac{S_n}{100}} \qquad (5.2)$$

În relațiile (5.1) și (5.2) R_{iz} (75°C) este rezistența de izolație la temperatura de 75°C, în MΩ, U_n este tensiunea nominală a mașinii, iar S_n puterea aparentă nominală.

Întrucît rezistența de izolație nu poate fi măsurată la temperatura exactă de 75°C, ci la o temperatură oarecare t, recalcularea ei se face cu formula:

$$R_{iz}\,(75°C) = \frac{R_{izt}}{K}, \qquad (5.3)$$

unde K este un coeficient de temperatură, a cărui valoare depinde de temperatura t, la care se execută măsurarea (fig. 5.23).

Coeficientul de absorbție (K_{abs}), care arată gradul de umiditate al izolației mașinii, trebuie să respecte relația:

$$K_{abs} = \frac{R_{iz\,(60')}}{R_{iz\,(15')}} \geqslant 1{,}3. \qquad (5.4)$$

Pentru transformatoarele de putere, autotransformatoare, bobine de compensare și bobine de stingere, măsurarea rezistenței de izolație și a coeficientului de absorbție se efectuează cu megohmmetrul, a cărui tensiune nominală depinde de tensiunea nominală a înfășurării respective (tabelul 5.2).

Cînd măsurarea se face la o altă temperatură față de cea utilizată în fabrică, atunci rezistența de izolație măsurată după 60 s se recalculează, ținîndu-se seama de un coeficient K, în funcție de temperatură, ΔT, între temperatura avută la măsurarea în fabrică și cea din rețea. Valoarea coeficientului K este dată în tabelul 5.3.

În practică valoarea rezistenței de izolație nu trebuie să fie mai mică de:

— 75% din valoarea măsurată în fabrică, la înfășurări de 110 kV și mai puțin;

— 85% din valoarea măsurată în fabrică, la înfășurări de 220 kV și mai mult;

— 2 MΩ la înfășurările de 500 V și mai

Tabelul 5.2

Tensiunea nominală a megohmmetrului, în funcție de tensiunea nominală a înfășurării

Tensiunea nominală a înfășurării V	Tensiunea nominală a megohmmetrului V
⩽500	1 000
>500	2 500

Tabelul 5.3

Valoarea coeficientului K, în funcție de diferența de temperatură ΔT

ΔT, °C	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
K	1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	4,1	5,0	6,1	7,3

Tabelul 5.4

Valori ale coeficientului de absorbție, K_{abs}, în funcție de tensiunea nominală și de puterea nominală a transformatoarelor

U_n, kV	S_n, MVA	K_{abs}
<110	<10	$\geqslant 1{,}3$
$\geqslant 110$	$\geqslant 10$	$\geqslant 1{,}5$

puțin și la temperaturi de $20 \pm 10°C$.

Valorile coeficientului de absorbție sînt date în tabelul 5.4.

5.5.2.3. Măsurarea tangentei unghiului de pierderi în dielectrici

La circulația curentului electric printr-un dielectric au loc pierderi de energie electrică. Curentul care circulă prin dielectric .este format din trei componente: curentul de deplasare, curentul de absorbție și curentul de conducție; ultimele două componente conduc la pierderi de energie electrică care sînt influențate de calitatea dielectricului precum și de temperatură și umiditate.

Din acest punct de vedere, elementul principal care poate fi măsurat și urmărit cu puntea Schering este tangenta unghiului de pierderi dielectrice (tg δ) date de curentul de conducție. Aceasta se explică prin faptul că un dielectric poate fi reprezentat printr-o schemă echivalentă ca în fig. 5.24, în care C este capacitatea dielectricului, R este rezistența echivalentă corespunzătoare pierderilor în dielectric, iar curentul total I prin dielectric este însumarea vectorială a celor doi curenți: I_C prin condensator și I_R prin rezistență:

$$\bar{I} = \bar{I}_C + \bar{I}_R. \tag{5.5}$$

Diagrama vectorială a tangentei unghiului de pierderi în dielectric corespunzătoare relației (5.5) este prezentată în fig. 5.25.

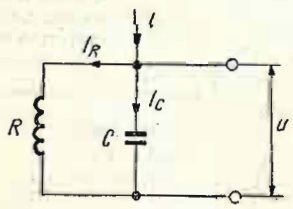

Fig. 5.24. Schema echivalentă a unui dielectric.

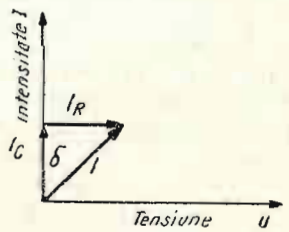

Fig. 5.25. Diagrama vectorială a unghiului de pierderi în dielectric.

În situația unui dielectric ideal ($R=0$) unghiul de defazaj între tensiunea U și curentul I va fi 90°. Rezistența echivalentă R condiționează apariția curentului I_R, astfel încît curentul rezultat I va fi defazat față de curentul I_C, cu unghiul δ. Cu cît pierderile în dielectric sînt mai mari, cu atît unghiul δ, *unghiul de pierderi*, este mai mare. Din fig. 5.25 rezultă:

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{\frac{U}{R}}{U C \omega} = \frac{1}{R C \omega} = \frac{P}{Q} \tag{5.6}$$

unde P este puterea activă pierdută în dielectric, iar Q este puterea reactivă în condensatorul format de dielectric.

În consecință tangenta unghiului de pierderi în dielectric caracterizează calitatea dielectricului respectiv.

În tabelul 5.5 se prezintă valorile unghiului de pierderi (tg δ) pentru unele materiale dielectrice.

Tabelul 5.5

Valorile unghiului de pierderi, tg δ, al unor materiale dielectrice

Dielectricul	tg δ	Dielectricul	tg δ
Sticlă	$(30—180)\ 10^{-4}$	Hîrtie	$(130—150)\ 10^{-4}$
Mică	$3 \cdot 10^{-4}$	Parafină	$0{,}8 \cdot 10^{-4}$
Mătase	$400 \cdot 10^{-4}$	Ulei de parafină	$3 \cdot 10^{-4}$

Valoarea tg δ în exploatare pentru generatoare și compensatoare sincrone nu trebuie să fie mai mare de 30% din valoarea măsurării obținute la punerea în funcțiune.

Pentru transformatoare și autotransformatoare de putere, la punerea în funcțiune datele obținute nu trebuie să depășească cu mai mult de 30% datele obținute în fabrică. În lipsa acestor date, la punerea în funcțiune, tg δ, măsurată sau recalculată pentru temperatura de 20°C, nu trebuie să depășească valorile prezentate în tabelul 5.6.

Tabelul 5.6

Valori maxime admise ale tg δ, la temperatura de 20°C, la punerea în funcțiune, în funcție de tensiunea nominală și puterea aparentă a transformatoarelor și autotransformatoarelor de putere

U_n, kV	$\leqslant 35$	$\leqslant 35$	$\geqslant 35$
S_n, MVA	$<2{,}5$	<10	>10
tg δ, %	2,0	1,5	1,0

Valorile tg δ în exploatare măsurate sau recalculate pentru temperatura de 20°C, nu trebuie să depășească valorile arătate în tabelul 5.7.

Tabelul 5.7

Valori maxime admise ale tg δ, la temperatura de 20°C, în exploatare, în funcție de tensiunea nominală a transformatoarelor și autotransformatoarelor de putere

U_n, kV	<10	$\leqslant 35$	110—220	330—500
tg δ, %	—	2,5	2,5	1,3

Pentru izolația principală a transformatoarelor de tensiune pînă la 110 kV, datele obținute atît la punerea în funcțiune cît și în exploatare se

compară cu datele obținute în fabrică. În lipsa acestora se pot lua orientativ valorile cuprinse în tabelul 5.8.

Tabelul 5.8

Valori orientative ale tg δ, la punere în funcțiune și în exploatare, pentru tg δ măsurată la transformatoarele de tensiune, cu tensiunea nominală de pînă la 110 kV, la temperatura de 10—30°C

U_n, kV	10	60
tg δ la punere în funcțiune, %	1,5	2,0
tg δ în exploatare, %	3,0	3,5

Pentru transformatoarele de curent, datele obținute atît la punerea în funcțiune cît și în exploatare se compară cu datele de fabrică. În lipsa acestora se pot lua orientativ valorile indicate în tabelul 5.9.

Tabelul 5.9

Valori orientative ale tg δ, la punere în funcțiune și în exploatare, pentru tg δ măsurată la transformatoarele de curent, la temperaturi de 10—30°C, în funcție de tensiunea nominală

U_n, kV	Pînă la 110 kV		220—400 kV	
	10	60	10	U_n
tg δ la punere în funcțiune, %	1,2	1,5	0,7	1,2
tg δ în exploatare, %	3,0	3,5	1,0	1,5

În tabelul 5.10 se prezintă valorile coeficientului de corecție pentru tg δ în funcție de diferența de temperatură ΔT.

Tabelul 5.10

Coeficientul K de corecție pentru tg δ, în funcție de diferența de temperatură ΔT

ΔT, °C	10	15	20	25	30	35	40	45	50
K	1,3	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	3,0	3,5	4,4

5.5.2.4. Măsurarea capacității de izolație

În practică s-a demonstrat că există o strînsă dependență între capacitatea dielectricului unei izolații și starea lui (uscat sau umed, nou sau îmbătrînit). La fel, s-a demonstrat și dependența între capacitate și frecvența de încercare.

În fig. 5.26 *a*, *b*, se arată variația în timp a capacității, *C*, a unui dielectric; iar în fig. 5.26, *c* variația capacității în funcție de frecvență, *f*.

Din aceste figuri rezultă că variația în timp a capacității unui dielectric este mai lentă la o izolație nouă decît la una îmbătrînită, variația în timp a capacității unui dielectric în stare uscată este mai redusă decît cea a unei izolații în stare umedă. Din fig. 5.26, *c* rezultă că variația în

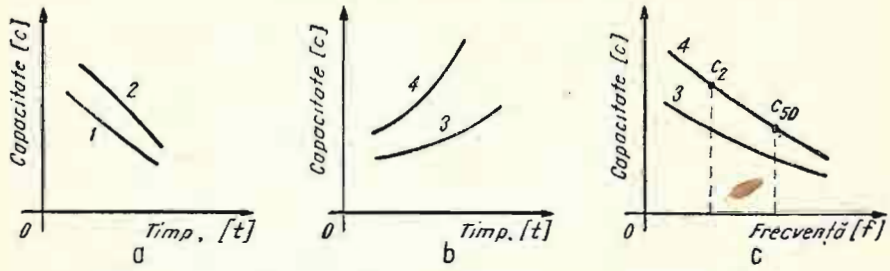

Fig. 5.26. Variația capacității, *C*, în funcție de timpul, *t*, de aplicare a tensiunii și de frecvență, *f*, la o izolație nouă *(1)*, la o izolație îmbătrînită *(2)*, la o izolație uscată *(3)* și la o izolație umedă *(4)*.

funcție de frecvență, *f*, a capacității unui dielectric este mai redusă la o izolație uscată, decît la una umedă și că panta de scădere a capacității este mai mare la izolația umedă.

Capacitatea unei izolații este cu atît mai mică, cu cît dielectricul este mai puțin umed și mai puțin murdar.

5.5.2.5. Încercarea cu tensiune mărită

Izolația echipamentelor din stațiile electrice este supusă, în exploatare, următoarelor niveluri de tensiuni:

— tensiunea de lucru pe fază sau între faze, pe o durată nedeterminată;

— tensiune ridicată cu $\sqrt{3}$ ori mai mare decît tensiunea pe fază, în situația cînd una din faze are o punere la pămînt, în rețelele electrice cu neutrul nelegat la pămînt, pe toată durata punerii la pămînt;

— supratensiuni interioare (de comutație), care pot avea valori de două sau de trei ori mai mari decît tensiunea de lucru;

— supratensiuni atmosferice, a căror mărime poate depăși de mai multe ori tensiunea de lucru.

Echipamentele și aparatele electrice se calculează, de regulă, pentru a rezista la primele trei feluri de valori ale tensiunii; pentru cea de-a patra sînt protejate prin descărcătoare și paratoneri.

Echipamentele și aparatele electrice se încearcă profilactic în fabrici, la puneri în funcțiune și, periodic, în exploatare, la tensiuni mai mari decît cea nominală. Aceste valori se prescriu de fabrica constructoare sau se normează. Asemenea verificări se pot efectua în curent continuu sau în curent alternativ. Raportul dintre valoarea tensiunii de încercare în curent continuu, V_{cc}, și tensiunea de încercare în curent alternativ, V_{ca}, de frecvență industrială reprezintă *coeficientul de consolidare*, k_c.

$$k_c = \frac{V_{cc}}{V_{ca}} . \qquad (5.7)$$

Valoarea coeficientului k_c variază între 1 și 5. Durata de încercare depinde de tipul echipamentului și de felul verificării. Astfel, la încercările în curent continuu sînt concludente durate de 10—20 min, în special la LES, în timp ce la izolația exterioară a separatoarelor sau întreruptoarelor, sînt suficiente 5 min.

5.5.2.6. Încercarea izolației cu tensiune de impuls

Prin încercarea izolației cu tensiune de impuls se verifică nivelul de ținere al izolației la unde date de supratensiuni.

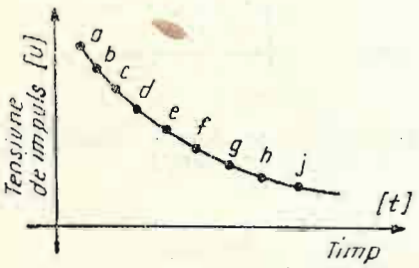

Fig. 5.27. Caracteristica de impuls a izolației.

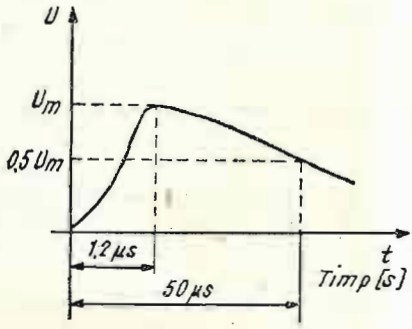

Fig. 5.28. Tensiunea de impuls scurt cu undă plină.

Pentru aceasta se utilizează generatoare de impuls de tipul generatorului Marx, care se bazează pe încărcarea unor condensatoare legate în paralel și pe descărcarea în serie a acestora, valoarea tensiunii de impuls fiind măsurată cu ajutorul eclatoarelor sferice și a voltmetrelor de impuls.

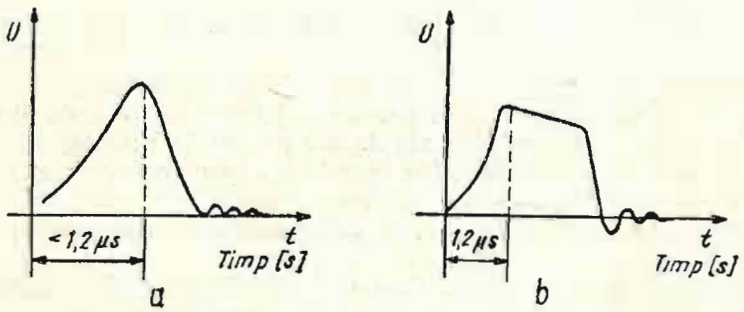

Fig. 5.29. Tensiunea de impuls scurt cu undă tăiată:
a — pe frontul undei; *b* — pe coada undei.

Forma tensiunii de impuls este cuprinsă în norme (CEI sau standarde naționale), cele mai uzitate forme fiind tensiunea cu impuls scurt, care echivalează cu unda unei supratensiuni atmosferice și tensiunea cu impuls lung, care echivalează cu unda unei supratensiuni de comutație.

Pentru diferitele aparate și echipamente electrice curba de reper este caracteristica de impuls a izolației (fig. 5.27), pentru toate cazurile. Această curbă se obține prin încercări de impuls efectuate asupra mai multor aparate electrice de același tip, pînă la străpungerea izolației. Din curbă

se observă că tensiunea de străpungere este cu atît mai mică, cu cît durata de aplicare este mai mare.

Tensiunea de impuls scurt se caracterizează prin valori mici ale timpului de aplicare (de ordinul microsecundelor). Aceasta s-a normalizat și în funcție de forma undei de impuls și poate fi: *tensiune de impuls cu undă plină* sau *tensiune de impuls cu undă tăiată*.

În cazul tensiunii de impuls cu undă plină (fig. 5.28), valorile convenite ale duratelor frontului și semiamplitudinii, în R.S.R. sînt: 1,2 μs pînă în momentul apariției amplitudinii maxime a tensiunii, U_{max}, și 50 μs pînă în momentul cînd tensiunea scade pe spatele undei pînă la 0,5 U_m.

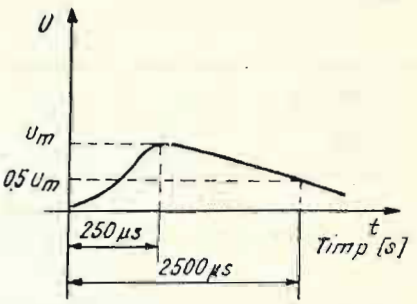

Fig. 5.30. Tensiunea de impuls cu undă lungă.

Tensiunea de impuls cu undă tăiată se poate realiza cu tăiere pe frontul undei (fig. 5.29, *a*) și cu tăiere pe coada undei (fig. 5.29, *b*).

Tensiunea de impuls lung se caracterizează prin valori mari convenite ale duratelor pînă în momentul apariției amplitudinii maxime a tensiunii, U_m, de 250 μs și de 2 500 μs pînă în momentul atingerii a 50% din amplitudinea maximă (fig. 5.30).

Nivelurile de protecție ale descărcătoarelor pentru protejarea echipamentelor și instalațiilor împotriva supratensiunilor atmosferice se stabilesc în funcție de nivelurile de ținere ale izolației la impuls scurt, iar pentru asigurarea protecției împotriva supratensiunilor de comutație se aleg nivelurile de protecție ale descărcătoarelor cu rezistență variabilă cu suflaj magnetic (DRVS) în funcție de nivelurile de ținere ale izolației la impuls lung.

Tabelul 5.11

Tensiunea de ținere la impuls cu undă plină și tensiunea de ținere la frecvență industrială pentru tensiuni maxime de serviciu sub 100 kV

Tensiunea nominală kV	Tensiunea maximă de serviciu kV	Tensiune de ținere la impuls undă 1,2/50 (valoare de vîrf) kV	Tensiune de ținere la frecvență industrială	
			1	2
6	7,2	60	22	27
10	12	75	28	35
20	24	125	50	55

În tabelele 5.11 și 5.12 se dau valorile stabilite prin standard în R.S.R. pentru tensiunea de ținere la impuls cu undă plină. Valorile din coloana *1* se utilizează pentru transformatoare, iar cele din coloana a 2-a pentru izolatoare și aparate electrice.

În tabelul 5.13 se prezintă valori ale tensiunii de ținere cu undă plină, stabilite după CEI. Coloana *1* se referă la rețelele electrice urbane extinse în cabluri subterane (nivelul supratensiunilor atmosferice și interne este

Tabelul 5.12

Tensiune de ţinere la impuls cu undă plină şi tensiunea de ţinere la frecvenţă industrială pentru tensiuni maxime de serviciu peste 100 kV

Tensiunea nominală kV	Tensiunea maximă de serviciu kV	Tensiune de ţinere la impuls, undă 1,2/50 (valoare de vîrf) kV		Tensiune de ţinere la frecvenţă industrială	
		1	2	1	2
110	125	550	450	230	185
220	245	1 050	900—750	460	315—325
400	420	—	1 675—1 300	—	740—570

mic), iar coloana a 2-a se referă la reţelele electrice aeriene, la care nivelul supratensiunilor atmosferice şi interne este mare.

Tabelul 5.13

Tensiunea de ţinere la impuls cu undă plină şi tensiunea la frecvenţă industrială, bazate pe practica curentă din cea mai mare parte a ţărilor europene şi cîteva alte ţări, pentru tensiuni maxime de serviciu mai mici de 52 kV

Tensiune maximă de serviciu kV	Tensiune de ţinere la impuls undă 1,2/50 (valoare de vîrf), kV		Tensiune de ţinere de scurtă durată la frecvenţă industrială
	1	2	
3,6	20	40	10
7,2	40	60	20
12	60	75	28
24	95	125	50

În tabelul 5.14 sînt date valorile de ţinere la impuls cu undă plină şi cu undă tăiată pentru încercarea transformatoarelor, stabilite de furnizorul MTZ — U.R.S.S.

Tabelul 5.14

Tensiunile de încercare de impuls ale transformatoarelor după practica sovietică

Tensiunea nominală kV	Tensiunea de impuls undă plină la încercarea unei faze kV	Tensiunea de impuls undă plină la încercarea a trei faze kV	Tensiunea de impuls cu undă tăiată, kV
3	44	42	50
6	60	57	70
10	85	80	100
15	108	100	120
35	195	140	215
110	480	—	530
150	660	—	730
220	945	—	1 050
400	1 700	—	1 800

Pentru tensiunea de ţinere la impuls cu undă de front CEI recomandă valori cu 15% mai mari decît pentru tensiunea de ţinere la un impuls cu undă plină.

5.6. Protecții și instalații de automatizare utilizate pentru protecția elementelor din stațiile de transformare și conexiuni

5.6.1. Protecția transformatoarelor și autotransformatoarelor

Transformatoarele (fig. 5.31) și autotransformatoarele de putere (fig. 5.32) sînt cele mai costisitoare și deci cele mai importante echipamente din stațiile electrice de transformare din rețelele electrice, precum și din stațiile centralelor electrice, după generatoarele electrice.

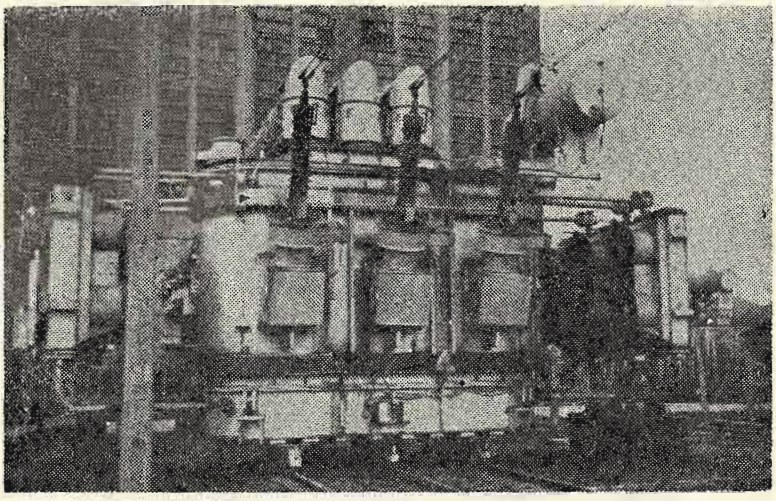

Fig. 5.31. Transformator de putere — 180 MVA; 15,75/220 kV.

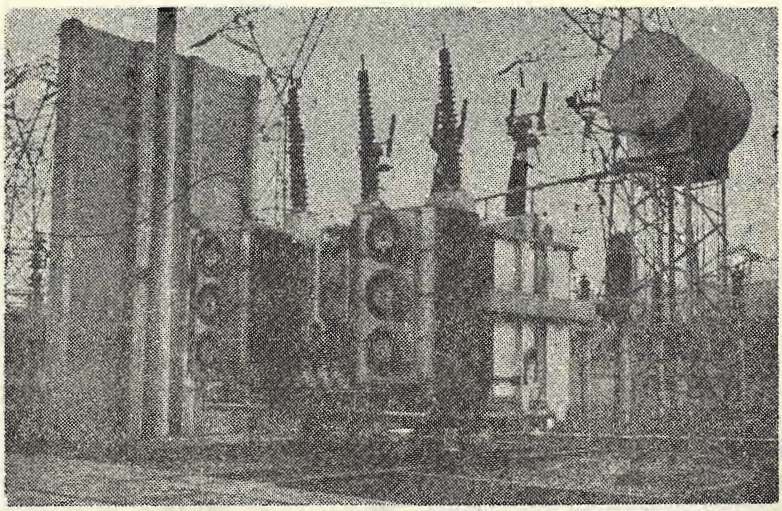

Fig. 5.32. Autotransformator de putere — 200 MVA; 110/220 kV.

Ca și în cazul generatoarelor electrice, în situații de defect în interiorul transformatorului, acesta trebuie să fie rapid scos de sub tensiune. Există multe exemple, cînd fie în urma unor defecte interioare fie a unora exterioare, transformatoarele nefiind scoase rapid din funcțiune, s-a ajuns la avarierea gravă a acestora.

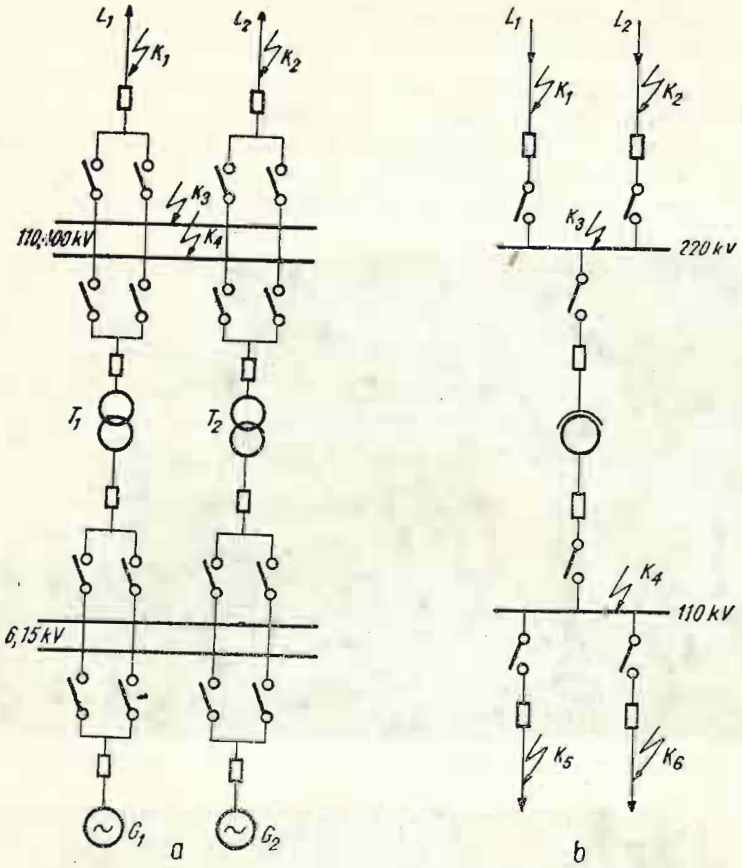

Fig. 5.33. Schemă reprezentînd evidențierea defectelor diferite exterioare transformatoarelor:
a — stație ridicătoare de 6—15 kV la 110—120 kV; *b* — stație coborîtoare cu tensiunea de 220/110 kV.

Pentru transformatoarele de putere se prevăd protecții împotriva defectelor (scurtcircuite polifazate sau monofazate) din interior, precum și împotriva regimurilor anormale de funcționare (împotriva suprasarcinilor și a scăderii nivelului de ulei din cuvă — acționînd la semnalizare și împotriva intensităților provocate de scurtcircuitele exterioare — acționînd la declanșare).

În stațiile electrice fără personal de exploatare, toate aceste protecții acționează la declanșare.

Împotriva defectelor din interior se prevăd protecții diferențiale longitudinale, secționarea de curent și protecția cu relee de gaze.

Împotriva defectelor exterioare (fig. 5.33) se prevede protecția maximală de curent, cu sau fără blocaj de tensiune minimă, sau protecții de

distanță pentru transformatoare mari (împotriva supraintensităților provocate de scurtcircuitele exterioare), iar împotriva suprasarcinilor, protecții maximale de curent.

5.6.1.1. Protecția maximală de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor

Realizarea acestor protecții diferă după cum transformatoarele au două sau mai multe înfășurări.

În cazul transformatoarelor cu două înfășurări, transformatoarele de curent (TC) pentru alimentarea protecției maximale de curent (fig. 5.34) se instalează pe partea alimentării, astfel încît protecția prin relee să acționeze ca rezervă împotriva defectelor interne. La transformatoarele cu alimentare bilaterală (racordate pe ambele tensiuni la surse de alimentare), transformatoarele de curent se instalează pe partea alimentării principale, de unde aportul la un scurtcircuit intern este mai mare, asigurînd o sensibilitate crescută protecției maximale, în funcție de protecția de rezervă.

În fig. 5.35 se prezintă schema unei protecții maximale împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor, în varianta cu filtre de curent de secvență inversă *(FCSI)*. În această schemă, releele *1* și *2* reprezintă protecția împotriva suprasarcinilor; releele *3, 4, 5* și *6* — protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare simetrice, cu blocaj de tensiune minim; releele *7, 8* și *9* constituie protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare nesimetrice.

În fig. 5.36 se prezintă schema principală a protecției maximale pentru un transformator coborîtor cu două înfășurări secundare, alimentînd secții de bare care funcționează separat. Protecția de pe partea alimentării va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor, prin acționarea releului intermediar *3*; protecțiile de la celelalte tensiuni (barele B_2 și B_3) vor acționa numai la declanșarea întreruptorului barei respective. În cazul transformatoarelor coborîtoare cu trei înfășurări, se admite să nu se prevadă protecția de pe partea de 6—10 kV, dacă pe barele respective există o protecție de bază rapidă (de regulă, o protecție diferențială), a cărei sensibilitate îi permite să acționeze ca rezervă a protecției elementelor conectate la bare.

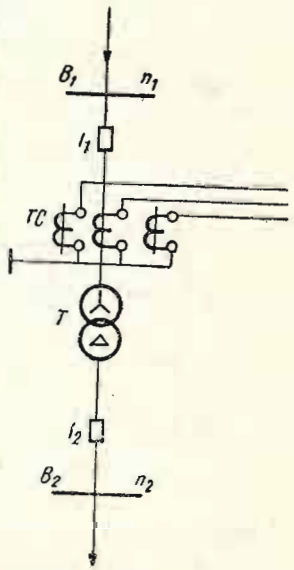

Fig. 5.34. Modul de instalare a transformatoarelor de curent în cazul stațiilor cu o singură alimentare.

5.6.1.2. Protecția diferențială longitudinală

La transformatoare (autotransformatoare) protecția diferențială longitudinală presupune rezolvarea următoarelor particularități: compensarea inegalității curenților de la capetele zonei protejate, compensarea defazajului curenților, compensarea curenților de dezechilibru, desensibilizarea protecției în raport cu curentul de magnetizare.

Compensarea inegalității curenților primari de la capetele zonei protejate (fig. 5.37) presupune alegerea rapoartelor de transformare ale trans-

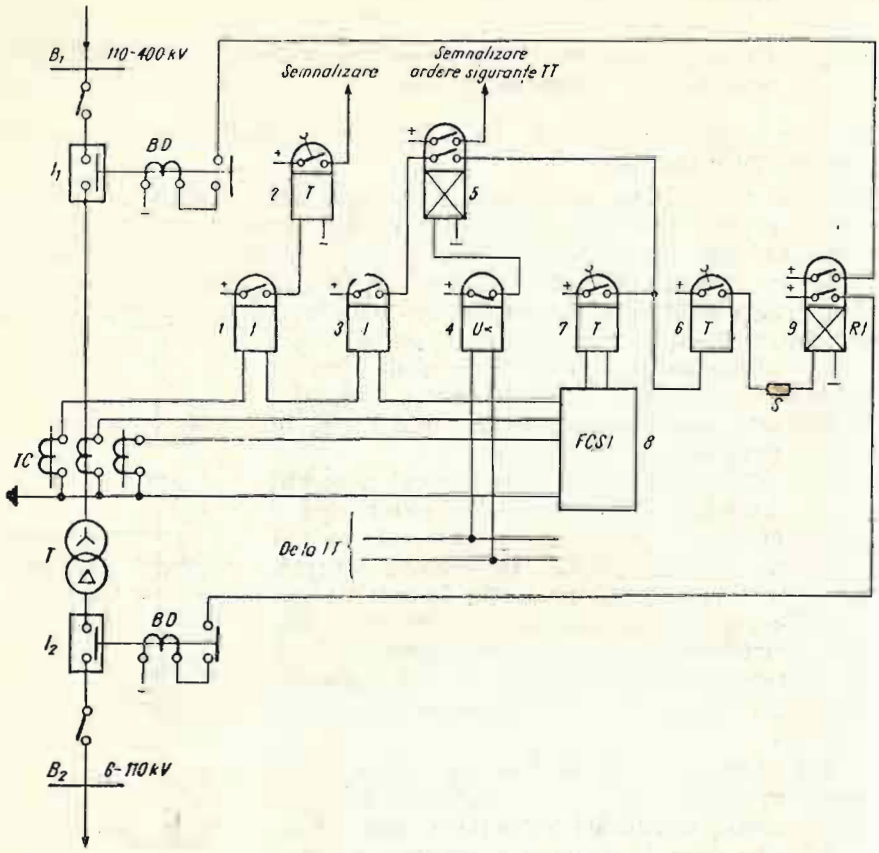

Fig. 5.35. Schema principială a protecției maximale a transformatoarelor împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor, utilizînd filtrul de curent de secvență inversă.

formatoarelor de curent, după cum urmează, condiția fiind ca valorile curenților i_1 și i_2 să fie egale.

$$i_1 = \frac{I_1}{n_{TC\,1}} = i_2 = \frac{I_2}{n_{TC\,2}}, \tag{5.8}$$

de unde rezultă:

$$\frac{n_{TC\,2}}{n_{TC\,1}} = \frac{I_2}{I_1} = N_T \tag{5.9}$$

în care I_1 și I_2 sînt curenții primari, iar N_T — raportul de transformare al transformatorului protejat.

Pentru satisfacerea condiției (5.9), care este relativ greu de realizat, se utilizează transformatoare de egalizare introduse în schema protecției diferențiale.

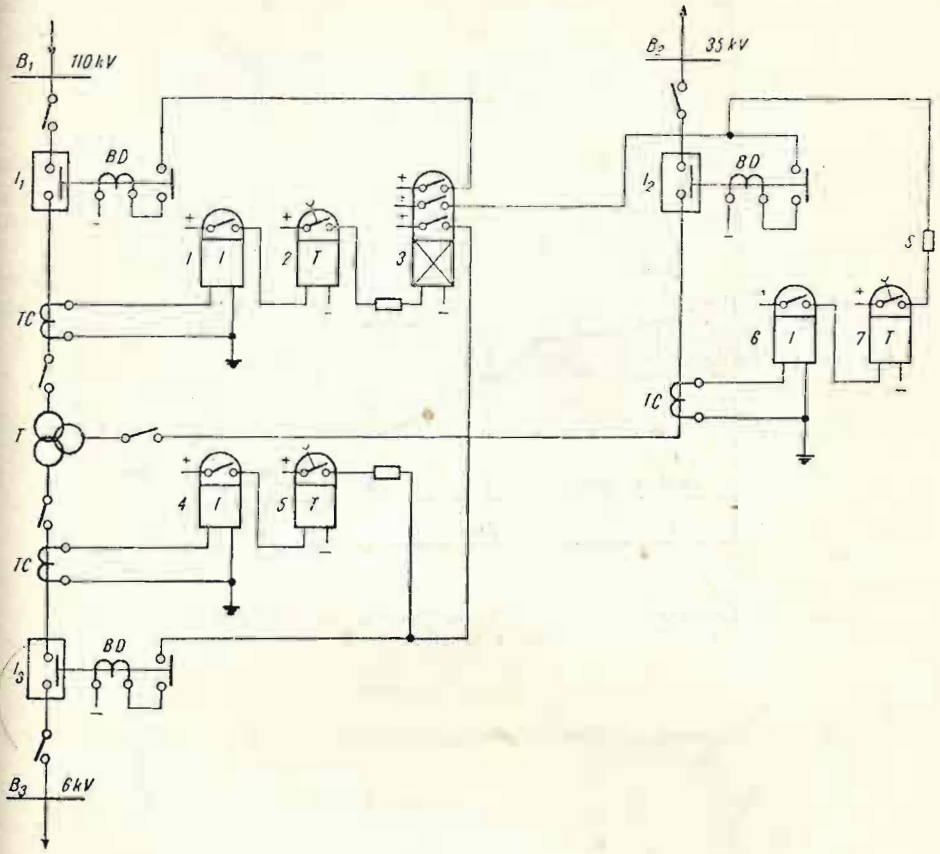

Fig. 5.36. Schema principială a protecției maximale pentru transformatoarele cu trei înfășurări.

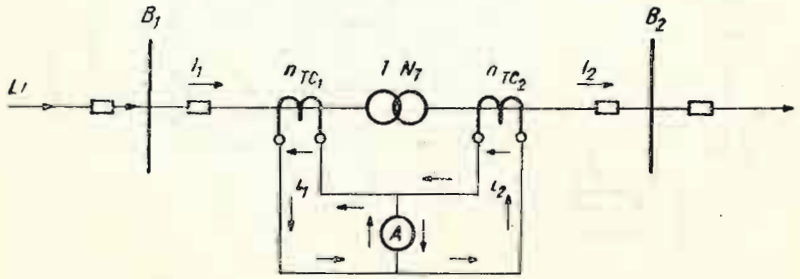

Fig. 5.37. Schemă reprezentînd compensarea inegalității curenților primari de la capetele zonei protejate.

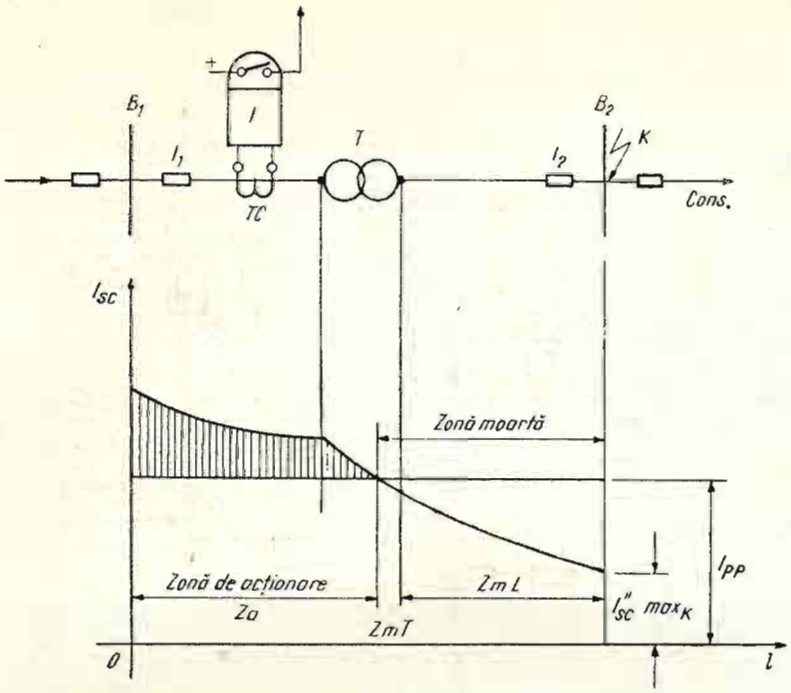

Fig. 5.38. Diagrama de lucru a secționării de curent, pentru un transformator.

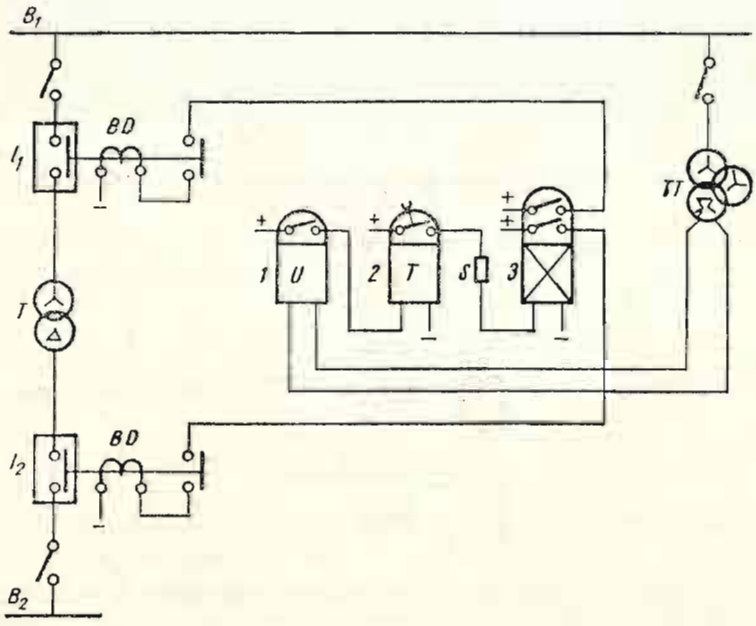

Fig. 5.39. Schema principială a protecției maximale de tensiune de secvență homopolară.

5.6.1.3. Secționarea de curent a transformatoarelor

Secționarea de curent este o protecție de curent netemporizată care acționează în cazul defectelor în afara zonei protejate (fig. 5.38, pct. *K*). Curentul de pornire al acestei protecții se calculează în funcție de curentul maxim de scurtcircuit, astfel:

$$I_{pp}=K_{sig.}\cdot I''_{sec.max\ K} \tag{5.10}$$

unde: $K_{sig.}=1{,}2\ldots1{,}6$, iar $I''_{sec.\ max\ K}$ reprezintă valoarea supratranzitorie a componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazat, în regim maxim, la defectul în punctul K, în afara zonei protejate.

Valoarea rezultată din relația (5.10) se compară cu cea obținută din șocul de curent de magnetizare (manifestată îndeosebi la conectarea în gol) și care are valoarea (3 ... 5) $I_{nom\ T}$, alegîndu-se valoarea cea mai mare.

5.6.1.4. Protecția transformatoarelor împotriva defectelor monofazate

Transformatoarele cu neutrul legat la pămînt, instalate în rețelele cu curenți mari de punere la pămînt, trebuie să fie prevăzute cu protecții

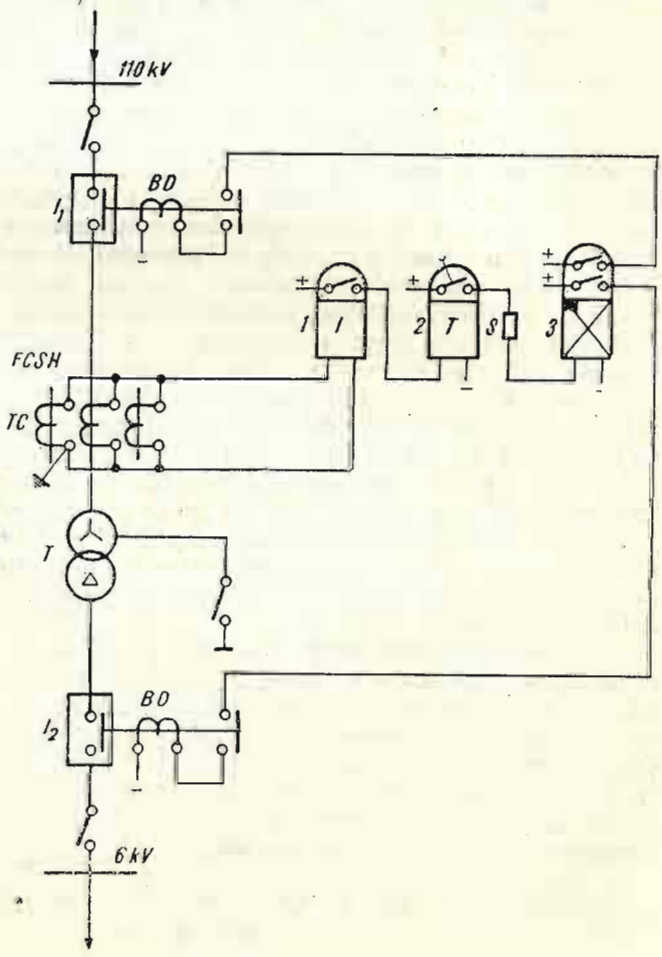

Fig. 5.40. Schema principială a protecției maximale de curent de secvență homopolară.

maximale de secvență homopolară. Atunci cînd este deconectat neutrul transformatorului de la pămînt, în scopul protejării transformatorului, este pusă în funcțiune, prin contactele auxiliare ale separatoarelor, protecția maximală de tensiune de secvență homopolară (releele *1*, *2* și *3*), alimentată din secundarul în triunghi deschis al unui transformator de tensiune *TT*, racordat la barele colectoare ale stației (fig. 5.39). Releul intermediar de ieșire comandă declanșarea ambelor întreruptoare I_1 și I_2.

Protecția maximală de curent de secvență homopolară (fig. 5.40) acționează împotriva scurtcircuitelor monofazate exterioare din rețeaua de înaltă tensiune ($U_n \geqslant 110$ kV), atunci cînd protecția de bază a elementelor respective nu a lichidat defectul. Totodată această protecție constituie o rezervă împotriva defectelor monofazate în transformator.

5.6.2. Protecții și automatici pentru barele colectoare ale stațiilor electrice

Defectele (scurtcircuitele) care pot avea loc pe barele colectoare ale stațiilor electrice sînt cele mai grave deoarece acestea impun deconectarea tuturor elementelor care sînt conectate la bare. Această situație, în funcție de importanța stației în sistemul energetic, poate avea implicații deosebite pentru alimentarea consumatorilor și chiar, uneori pentru stabilitatea sistemului energetic asupra unor porțiuni ale acestuia.

Cauzele acestor defecțiuni sînt diferite, de la defectarea izolației (conturnare, străpungere) electrice din diferite cauze, inclusiv din deficiențe de întreținere și control a acesteia și pînă la defecțiuni de echipament și executarea de manevre greșite, cu ocazia diferitelor lucrări ce sînt necesare în stație sau cu ocazia diferitelor configurații ce sînt necesare a se realiza pentru buna funcționare a sistemului energetic.

Una din problemele importante, în cazul avariilor de pe barele colectoare ale stațiilor electrice, este lichidarea rapidă a acestora; orice întîrziere poate duce la amplificarea avariei, inclusiv prin funcționarea eronată a protecțiilor, avîndu-se în vedere regimurile tranzitorii ce pot avea loc.

Protecția barelor colectoare se realizează prin protecții proprii sau prin intermediul protecțiilor elementelor racordate la bare (cu condiția ca acestea să asigure selectivitatea și rapiditatea acționării).

Pentru barele colectoare se prevăd: protecție diferențială, protecție maximală, protecție de distanță și protecție de secvență homopolară.

Dintre acestea, cea mai importantă și mai complexă este protecția diferențială, care, în caz de nefuncționare (situație ce depinde de modul de verificare și întreținere a acesteia), poate conduce la amplificarea periculoasă a avariei.

În funcție de modul de execuție a schemelor se deosebesc protecții diferențiale complete și incomplete, după cum sînt sau nu incluse în schemă liniile radiale racordate la barele stației.

Principiul de funcționare a protecției diferențiale a barelor colectoare se prezintă în figura 5.41.

În cazul funcționării normale sau cînd are loc un defect exterior, suma curenților care intră în nodul reprezentat de barele colectoare este egală cu suma curenților care ies din nod:

$$\underline{I}_1+\underline{I}_2+\underline{I}_3+\ldots+\underline{I}_K=\underline{I}_{K+1}+\ldots+\underline{I}_n \qquad (5.11)$$

sau:

$$\Sigma\underline{I}_i-\Sigma\underline{I}_e=0, \qquad (5.12)$$

unde ΣI_i este suma curenților care intră și ΣI_e — suma curenților care ies din barele colectoare.

Curentul prin releul de curent I are valoarea:

$$i_r = \Sigma i_i + \Sigma i_e \cong 0, \tag{5.13}$$

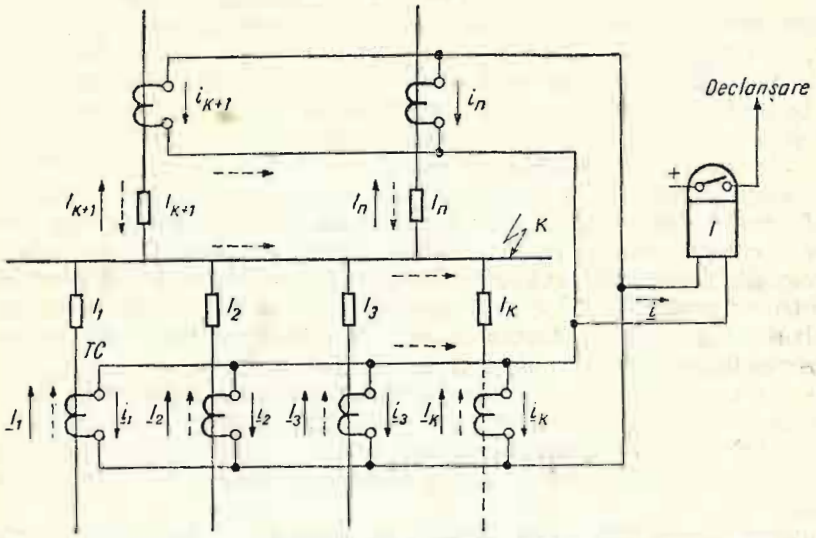

Fig. 5.41. Schemă reprezentînd principiul de funcționare a protecției diferențiale a barelor colectoare.

ceea ce nu determină acționarea protecției diferențiale.

În relația (5.13) s-a neglijat curentul de dezechilibru, de valoare redusă, ca urmare a neidentității caracteristicilor TC și curenților de magnetizare ai TC.

În cazul defectului în punctul K, sensul convențional de circulație se modifică, rezultînd:

$$I_{ssc\,K} = \Sigma I_i + \Sigma I_e \tag{5.14}$$

și

$$i_r \cong i_r = \Sigma i_i + \Sigma i_e \tag{5.15}$$

în care i_i și i_e sînt valorile din secundarele TC ale curenților I_i și I_e. Relația (5.15) exprimă o dependență proporțională a curentului prin bobina releului I cu curentul de defect $I_{ssc\,K}$, rezultînd acționarea protecției diferențiale.

Numărul mare de transformatoare de curent utilizate în schema protecției diferențiale de bare, cu caracteristici magnetice neidentice și saturația diferită a miezurilor acestora face necesară utilizarea transformatoarelor cu saturație rapidă (TSR) sau a releelor cu acțiune de frînare.

Protecția diferențială incompletă a barelor colectoare se instalează în stații cu tensiuni relativ mici ($U_n < 35$ kV), unde există multe linii radiale, în scopul reducerii numărului de transformatoare de curent cu clasă de precizie ridicată din circuitul diferențial.

În stațiile electrice de transformare și conexiuni, în scopul eliminării relativ rapide a defectelor, se mai instalează *declanșarea de rezervă la refuz de întreruptor* (DRRI). Această automatizare se utilizează de regulă pentru barele colectoare cu tensiuni de 110 kV și mai mult. În legătură cu utilizarea acestei automatizări, se menționează că în stațiile

cu cel puțin două sisteme sau secții de bare instalația DRRI va fi pornită de la protecțiile elementelor conectate la barele colectoare și va comanda:

— deconectarea numai a cuplei, în cazul stațiilor cu tensiune mai joasă de 110 kV;

— deconectarea tuturor elementelor racordate la același sistem sau secții de bare cu întreruptorul care a refuzat să acționeze, în cazul stațiilor cu tensiunea de 110—400 kV; pentru acest caz instalația DRRI va fi astfel realizată încît să permită, fie declanșarea tuturor elementelor racordate la același sistem sau secție de bare cu întreruptorul care a refuzat să acționeze, fie numai declanșarea cuplei pentru anumite situații particulare (scoaterea din funcțiune, pentru revizie, a unor circuite).

În stațiile de 110—400 kV, la care sînt conectate blocuri generator-transformator (fără întreruptor la tensiunea generatorului) sau transformatoare coborîtoare de puteri mici în raport cu puterile vehiculate pentru celelalte elemente, instalația DRRI se completează astfel încît la refuzul întreruptorului de bloc generator-transformator sau de transformator, impulsul de declanșare transmis prin DRRI să nu mai verifice demarajele protecțiilor celorlalte elemente racordate la bare.

În acest scop se realizează o baretă specială de DRRI prin care se va transmite comanda de declanșare de rezervă, astfel:

— prin releul de sesizare a rămînerii în număr incomplet de faze, în cazul întreruptoarelor (de bloc sau de transformator) cu acționare monofazică;

— prin protecțiile contra defectelor interne în bloc sau în transformator, în cazul cînd întreruptoarele aferente acestora sînt cu acționare trifazată.

Declanșarea prin DRRI a cuplelor transversale și longitudinale se va face fără controlul demarajului protecțiilor proprii.

În cazul liniilor de 110—400 kV, conectate cu un bloc generator-transformator care are și întreruptor în centrala electrică, se va prevedea posibilitatea de declanșare a întreruptorului din stație la refuzul de acționare a întreruptorului din centrală, după cum urmează:

— prin transmiterea unui impuls de declanșare către întreruptorul din stație cu o treaptă de timp superioară, după trecerea timpului reglat din momentul transmiterii comenzii de declanșare prin protecție a întreruptorului din centrală, în toate cazurile în care între stație și centrală există cablu pilot prevăzut și pentru alte transmisii;

— prin completarea instalațiilor de protecție ale racordului blocului generator-transformator în capătul din stație cu dispozitive de protecție care să poată sesiza o cît mai mare parte a defectelor din generator, în cazul în care între stația de racord și centrală există instalat cablu pilot.

5.6.3. **Protecția liniilor electrice**

Defectele ce pot avea loc pe liniile electrice, în special pe cele aeriene, sînt numeroase, avînd diferite cauze.

Eliminarea lor rapidă sau cu o anumită temporizare asigură funcționarea în continuare a instalațiilor și echipamentelor de la capetele lor (stațiile electrice). Eliminarea defectuoasă, ca urmare a funcționării necorespunzătoare a protecției de pe linie sau nedeconectarea liniei în caz de defect poate conduce la amplificarea defectului în stațiile electrice respective.

În legătură cu modul de realizare a protecțiilor pe liniile electrice în scopul prevenirii extinderii avariilor, se precizează că liniile electrice aeriene și subterane din rețelele electrice cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere se protejează împotriva defectelor următoare:

— scurtcircuite între faze (cu sau fără pămînt);

— puneri la pămînt pe două faze (dublă punere la pămînt și faze diferite);

— puneri la pămînt monofazate (simplă punere la pămînt).

Protecția contra scurtcircuitelor între faze și contra punerii la pămînt bifazate se instalează, de regulă, pe două faze, aceleași în întreaga rețea legată galvanic.

Protecțiile împotriva scurtcircuitelor între faze, împotriva dublelor puneri la pămînt și împotriva simplei puneri la pămînt se realizează, de regulă, cu o simplă treaptă, temporizată.

Protecția împotriva scurtcircuitelor între faze se realizează cu două trepte, în unul din cazurile:

— cînd durata căderii de tensiune, rezultată din temporizarea reanclanșării, perturbă consumatorii racordați pe liniile învecinate neavariate (de exemplu, motoare sincrone);

— cînd temporizarea declanșării micșorează eficacitatea dispozitivelor RAR sau AAR pentru consumatorii racordați în capătul liniilor;

— în situația cînd fără existența treptei rapide nu se pot obține timpi de maximum 3 s la protecțiile de rezervă ale transformatoarelor din amonte, la care tensiunea superioară este 110 kV sau mai mult.

La liniile electrice prevăzute cu bobine de reactanță, la care întreruptoarele nu sînt calculate să declanșeze la scurtcircuite pînă la motor, nu se va prevedea secționarea de curent.

Atunci cînd liniile sînt racordate la barele unei centrale electrice, lichidarea defectelor pînă la reactoare va fi realizată prin întreruptoarele surselor (cu putere mare de rupere) comandate de treapta întîia a protecției diferențiale incomplete de bare.

În cazul în care liniile sînt racordate la barele unei stații (alimentate de transformatoare de putere mare) defectele la reactoare vor fi lichidate de o protecție maximală cu secționare rapidă, desensibilizată față de scurtcircuitele de după reactoare, protecție montată pe transformatoare și eventual pe cuple.

Pentru liniile electrice radiale prevăzute cu o protecție maximală în două trepte, prima va fi instantanee (secționare de curent) sau, dacă nu este posibil din punctul de vedere al sensibilității sau al altor cauze justificate, va fi temporizată cu un timp scurt.

Treapta a doua a protecției maximale de curent va fi temporizată. Protecția se instalează numai la capătul de alimentare.

La liniile cu alimentare bilaterală, dacă este necesar din punctul de vedere al selectivității, protecția maximală se realizează cu blocaj direcțional.

La liniile electrice aeriene sau subterane, la care din considerente de stabilitate termică a echipamentului sau din alte considerente speciale, defectele trebuie eliminate rapid, oriunde s-ar găsi în cuprinsul liniei protejate, treapta rapidă a protecției maximale se înlocuiește cu o protecție comparativă. Această protecție se poate realiza prin:

— protecție diferențială longitudinală;

— protecție comparativă de sens a puterii.

Pentru realizarea protecției diferențiale longitudinale se utilizează, fie conductoare auxiliare (pilot) care leagă galvanic cele două extremități, la tensiuni nominale ce nu depășesc 35 kV și lungimi ale liniei protejate sub 20 kV, fie curenți purtători de înaltă frecvență, pentru linii lungi, de înaltă și foarte înaltă tensiune.

Este de remarcat că o protecție cu conductoare auxiliare de legătură, denumită *protecție secțională* (Streckenschutz) funcționează în rețeaua de

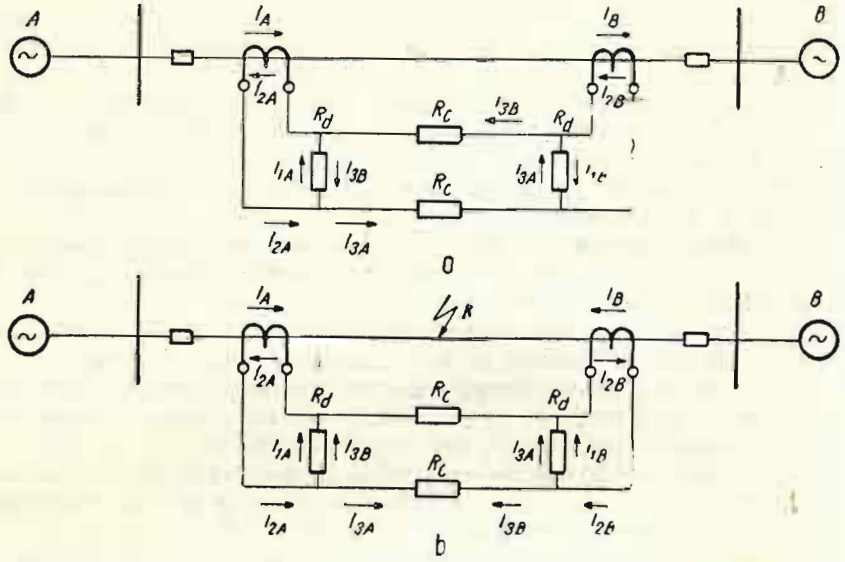

Fig. 5.42. Schemă reprezentînd principiul de funcționare al protecției diferențiale longitudinale pentru liniile electrice:
a — regim normal de funcționare sau defect exterior; *b* — scurtcircuit în zona protejată.

cabluri de distribuție a municipiului București de aproape cinci decenii, suprapusă peste maximala de curent temporizată, direcționată, instalată la ambele capete ale liniei protejate.

Protecțiile diferențiale cu conductoare pilot se realizează cu diferite tipuri de relee (RDL, DZL-1 etc.).

Principiul de funcționare al protecției diferențiale longitudinale pentru linii este arătat în fig. 5.42, *a* și *b*. În schemă se prezintă două cazuri limită: regim normal de funcționare sau scurtcircuit exterior (fig. 5.42, *a*) și scurtcircuit în zona protejată (fig. 5.42, *b*). Cele două fire ale cablului pilot sînt indicate prin rezistențele lor R_c.

Pentru schema din fig. 5.42, *a*, se pot scrie ecuațiile:

$$\begin{aligned} I_{2A} &= I_{1A} + I_{3A}; \\ I_{2B} &= I_{1B} + I_{3B}; \\ I_{dA} &= I_{1A} - I_{3B}; \end{aligned} \qquad \begin{aligned} I_{dB} &= I_{1B} - I_{3A}; \\ I_{cp} &= I_{3A} + I_{3B}; \end{aligned} \qquad (5.16)$$

unde s-au notat: I_{1A}, I_{1B} — componentele curentului secundar al transformatorului sumator, care circulă prin ramura diferențială corespunzătoare rezistenței R_d (pentru fiecare din extremitățile protecției); I_{2A}, I_{2B} — componentele curentului secundar al transformatorului sumator, pentru fie-

care din extremitățile protecției; I_{3A}, I_{3B} — componentele curentului secundar al transformatorului sumator care circulă prin cablul pilot, corespunzător rezistenței celor două fire ale cablului pilot; I_{dA}, I_{dB} — curentul diferențial corespunzător fiecărei extremități; I_{cp} — curentul prin cablul pilot.

În situația cînd are loc defectul în punctul K (fig. 5.42, *b*), se pot scrie ecuațiile:

$$I_{dA}=I_{1A}+I_{3B};$$

$$I_{dB}=I_{1B}+I_{3A};$$

$$I_{cp}=I_{3A}-I_{3B}.$$

O situație favorabilă se creează dacă, în primul caz, $I_d < I_{cp}$ unde I_d A (I_{dA} V I_{dB}) și, în al doilea caz, $I_d \gg I_{cp}$ (condiția de acționare selectivă a protecției). Îndeplinirea acestor condiții asigură, pentru primul caz, o frînare pronunțată (deoarece I_{cp} parcurge bobinajul transformatorului de frînare al celulei) mărimea de frînare fiind mai mare decît cea de lucru, iar în al doilea caz, o situație inversă, deci acționarea sigură și selectivă a protecției diferențiale longitudinale. Pentru cazul al doilea este de dorit ca $I_{cp} \to 0$.

Aceste condiții pot fi realizate, asigurîndu-se un anumit raport între rezistența cablului pilot și rezistențele R_d din cele două relee diferențiale utilizate în schemă.

În stațiile electrice și punctele de alimentare construite pentru cel puțin trei linii și la care natura consumatorilor nu permite detectarea liniei puse la pămînt prin metoda deconectărilor succesive, se prevăd protecții selective împotriva punerii simple la pămînt, care acționează, de regulă, la semnalizare; acționează și la declanșare în situații deosebite (nu se admite funcționarea cu punere la pămînt, durata de intervenție a personalului depășește timpul de stabilitate termică a prizelor de pămînt).

Liniile electrice aeriene sau subterane din rețelele de înaltă tensiune cu neutrul legat direct la pămînt sau prin rezistență se echipează împotriva scurtcircuitelor monofazate și polifazate cu protecții de bază și de rezervă.

Pentru liniile de interconexiune de 110—220 kV, protecția de bază, atît împotriva defectelor între faze, cît și împotriva defectelor monofazate, va consta dintr-o protecție de distanță, iar protecția de rezervă, dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară, cu blocaj direcțional, cu una sau două trepte.

Pentru liniile de interconexiune de 400 kV, protecția de bază a liniei, se realizează, de regulă, din două protecții de distanță, recomandabil de tipuri constructive diferite, dintre care una se admite să aibă sensibilitate numai pentru scurtcircuitele cu pămînt.

Protecția de rezervă se realizează tot dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară cu blocaj direcțional cu una sau două trepte.

Liniile cu dublu circuit de 110—220 kV se recomandă să fie prevăzute în mod suplimentar cu o protecție diferențială transversală împotriva scurtcircuitelor monofazate.

În legătură cu protecția de distanță a liniilor electrice se arată următoarele:

În fig. 5.43 se prezintă schema bloc (de elemente) a protecției de distanță a unei linii electrice.

Pentru asigurarea selectivității funcționării, tensiunea U_r se aplică la elementul de măsurat impedanțele (*EM*) prin intermediul contactelor comutate ale elementului de temporizare (*ET*), corespunzător zonelor de acționare (*I*, *II* sau *III*). La rîndul lor, elementele de conectare (EC_1 și

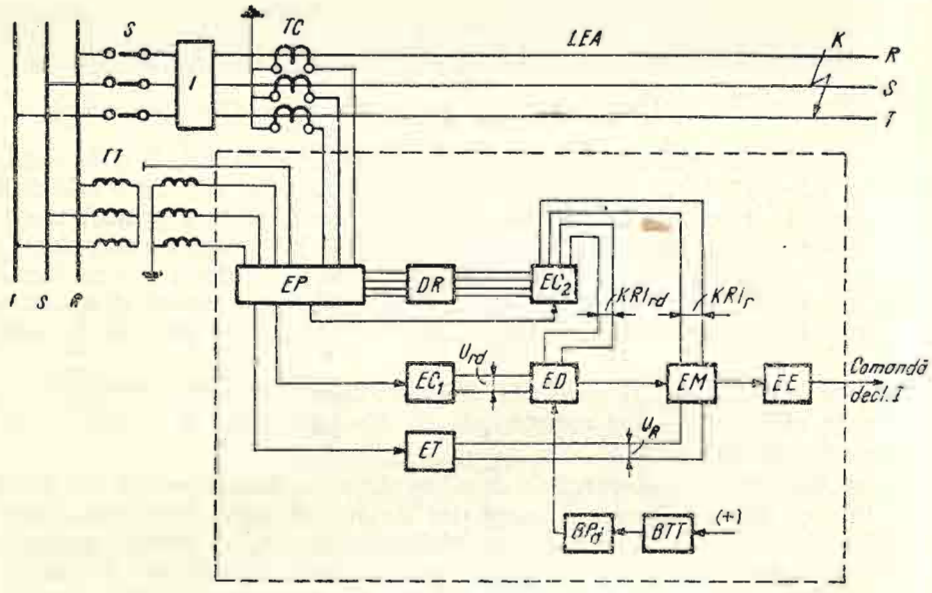

Fig. 5.43. Schema bloc (de elemente) a unei protecții de distanță:
EP — element de pornire; *DR* — divizor rezistiv; *ED* — element direcțional; *EM* — element de măsurat impedanța (admitanța); EC_1, EC_2 — elemente de comutare a circuitelor de tensiune (curent); BF_d — dispozitiv de blocaj la pendulații; *BTT* — dispozitiv de blocaj la defecte în circuitul transformatorului de tensiune al protecției; *ET* — element de temporizare; *BE* — element de execuție RI.

EC_2) pornite prin impuls de la elementul de pornire (*EP*) comută tensiunea, respectiv căderea de tensiune prin *R*, aplicate elementului de direcționare a protecției (*ED*).

Releul de distanță, de construcție anterioară deceniului actual, necesită elemente de comutare externă (relee intermediare, comandate de relee de curent homopolare), care să comute corespunzător circuitele de tensiune în funcție de tipul defectului (mono sau polifazat), atît la elementul de măsurat impedanța, cît și la elementul direcțional.

Dintre releele de distanță utilizate în prezent în Sistemul Energetic Național, se menționează:

— La tensiuni pînă la 110, 220 kV: releele RD.7, cu caracteristică circulară deplasabilă; releele RD.111, cu complete separate pe fază pentru pornire, dar cu elemente de măsurare, respectiv direcțional unice; releele D.110 și D.111, la care caracteristica de acționare poate fi deplasată prin acționarea scalei releului, fără modificarea rezistențelor interioare.

— La tensiuni peste 220 kV: releele BBC tip LZ 40 (41) (42) și LZ 400 (410) (420), cu pornire pe bază de impedanță minimă, cu caracteristică de acționare circulară „mho" compundată, cu ajustarea separată a impedanțelor fază-fază și fază-nul, cu patru trepte de timp, realizate, la ultimele,

pe principiul electronic și bidirecțională; releele BBC tip LZ 3, LZ 31 și LZ 32, cu pornire pe bază de impedanță minimă și element de măsurare a impedanței, cu caracteristică „mho"; releele BBC tip YZ/L 31 (32) (33), cu pornire pe bază de impedanță minimă și circuite pentru compundaj, avînd trei trepte de temporizare.

— Sistemele de protecție de distanță PD3 (PD2) de fabricație românească (ICEMENERG), care cuprinde două complete: releul principal (PD3 sau PD2) și divizorii rezistivi pentru alimentarea cu c.c. a amplificatoarelor tranzistorizate. Sistemul conține trei relee de pornire, de impedanță minimă, un releu de impedanță minimă pentru măsurare și un releu direcțional. Caracteristica de acționare „timp-distanță (impedanță)" este constituită din trei trepte direcționate și o treaptă nedirecționată.